

BOLETIM

DESTAQUE

Desafios estruturais do setor de
petróleo no Brasil

OPINIÃO

Hermes Chipp
Um desafio trazido pelos ventos

11

Novembro | 2015

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa

Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas

Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz

Mônica Coelho Varejão

Rafael da Costa Nogueira

Renata Hamilton de Ruiz

Coordenação de Ensino e P&D

Felipe Gonçalves

Coordenação de Relação Institucional

Luiz Roberto Bezerra

Consultores Associados

Ieda Gomes - Gas

Nelson Narciso - Oil & Gas

Paulo César Fernandes da Cunha

PRODUÇÃO

Coordenação e Diagramação

Simone C. Lecques de Magalhães

Sumário

Desafios estruturais do setor de petróleo no Brasil	4
Opinião	
Um desafio trazido pelos ventos	9
Petróleo	12
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	12
Derivados do Petróleo	14
Gás Natural	16
Produção e Importação	16
Consumo	18
Preços	19
Setor Elétrico	21
Mundo Físico	
Disponibilidade	21
Oferta	21
Demanda	22
Intercâmbio de Energia Elétrica	22
Estoque	23
Mundo Contratual	
Oferta	24
Demanda	25
Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)	26
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD	28
Tarifas de Energia Elétrica	28
Leilões	29
Anexo - Cronograma de leilões e consultas públicas	31

Desafios estruturais do setor de petróleo no Brasil

Em 22 de outubro de 2015, a FGV Energia promoveu o lançamento do Caderno de Petróleo, publicação que foi elaborada em parceria com a Accenture. No evento, além do lançamento do Caderno, foi promovido um debate com representantes de algumas das principais instituições relacionadas ao setor, como ANP, EPE, IBP, ONIP e Schlumberger Business Consulting.

O debate girou acerca dos temas levantados no Caderno, e teve a participação do público presente na elaboração das perguntas aos debatedores. Apesar da importância das variáveis conjunturais, como queda do preço do petróleo, ambiente macroeconômico brasileiro e os desdobramentos da operação Lava-Jato, o Caderno, e consequentemente o debate, enfatizaram a problemática estrutural de forma a fazer uma discussão mais aprofundada, para servir de plataforma para um debate evolutivo sobre o setor¹.

a) Contextualização

No período de 2003 a 2014, o cenário macroeconômico brasileiro estava favorável, com situação financeira da Petrobras em equilíbrio, o que permitia planos de investimentos arrojados, chegando a metas de dispêndios com CAPEX na ordem de US\$ 45 bi por ano, e metas desafiadoras de produção de 4,9 mi bpd em 2020². Este contexto positivo foi inflacionado pelo alto preço do petróleo nos últimos anos, e principalmente pelas expectativas decorrentes da descoberta do Pré-Sal.

Além dos ambiciosos planos de investimento da Petrobras, este cenário contribuiu para a mudança no tratamento e condução das políticas ligadas ao setor de petróleo. A partir de 2003, com a criação do PROMINP, houve fortalecimento da política de conteúdo local, e em 2010 aconteceu um novo marco regulatório do setor, que estipulou o regime fiscal de Partilha para as áreas do Pré-Sal. Além da criação de um novo regime fiscal, o novo marco regulatório estipulou que a Petrobras

deveria ter participação mínima de 30% em todos os consórcios vencedores, e seria a única operadora sob este modelo. Paralelamente, houve nesse período um aumento do protagonismo da Petrobras, alcançando mais de 90% do total da produção nacional de petróleo ao longo desses anos.

Porém, as mudanças no cenário mundial de petróleo, e no contexto nacional, deixaram evidentes questões estruturais que apontam as fragilidades do setor. A queda do preço do petróleo obrigou as produtoras, inclusive a Petrobras, a reestruturar seus portfólios de atuação. Porém, para o caso brasileiro, além da queda no preço da *commodity*, os desdobramentos da operação Lava-Jato, aliados às dificuldades financeiras da Cia. e ao cenário macroeconômico deteriorado, colocam em xeque o crescimento e desenvolvimento do setor de óleo e gás nacional para os próximos anos.

b) Desajustes estruturais do setor

O Caderno de Petróleo procurou identificar as questões estruturais que vêm dificultando o desenvolvimento harmônico do setor. Os principais pontos endereçados foram: i) a falta de uma política industrial para o setor de óleo e gás e as regras atuais de conteúdo local; ii) o papel das instituições ligadas ao setor e a apropriação política do tema; iii) os desafios regulatórios para expansão do setor - modelo de partilha, papel da PPSA e o operador único; e iv) ritmo de rodadas, regulamentação para unitização e desafios ambientais. Esta seção discorrerá sobre os principais pontos dos desafios estruturais identificados.

A) A falta de uma política industrial para o setor de óleo e gás e as regras atuais de conteúdo local

Há pouco mais de 10 anos, houve no país a retomada de uma agenda com políticas industriais explícitas, que teve como foco principal a geração de emprego. Esta retomada foi traduzida pelo lançamento de três políticas

¹ O Caderno de Petróleo pode ser acessado na íntegra através do seguinte sítio: <http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/caderno-de-petroleo>.

² Metas anunciadas no Plano de Negócios e Gestão 2014-2019, da Petrobras.

industriais nacionais: (i) a Política Industrial, Tecnológica e de Comércio Exterior (PITCE), em 2004³; (ii) a Política de Desenvolvimento Produtivo (PDP), em 2008, que propunha aprimorar e ampliar o escopo de ação da PITCE e; (iii) o Plano Brasil Maior (PBM), em 2011.

O primeiro dos planos, a PITCE, não incluiu o petróleo e gás como setor estratégico, e foi apenas a partir da PDP, em 2008, que o setor foi explicitamente inserido em um programa industrial nacional, com metas específicas. Cada setor inserido nesta frente⁴ ficou sob gestão de uma entidade. Coube à Petrobras a responsabilidade pelo complexo petróleo, gás e petroquímica, sendo este o único setor que não teve um ministério envolvido em sua gestão⁵. O fato de o setor ter como gestor de sua política industrial a Petrobras gerou questionamentos devido ao possível conflito entre os seus interesses enquanto operadora de E&P e os interesses do país. Ademais, o PBM representou, na prática, a continuidade da PDP. Desta forma, as medidas diretas no setor de óleo e gás se restringiram à desoneração tributária e ao crédito subsidiado.

Assim como nos Planos anteriores, a elaboração do plano de expansão da produção ficou a cargo da Petrobras, que exerceu o papel de formulador e condutor da política - e não do MME, representante máximo do setor. Em paralelo às políticas industriais nacionais supracitadas, o Governo lançou o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP), em 2003, criando um fórum de discussão entre os principais *stakeholders* do setor de petróleo e gás. Em sua concepção, o programa parte da premissa de que o crescimento da produção de petróleo e gás se daria a partir, principalmente, do papel da Petrobras como principal produtor de petróleo do país. Adicionalmente, como ferramenta maior do PROMINP, o “conteúdo local” se tornou a política industrial efetiva

realizada pelo Governo no setor de óleo e gás brasileiro.

i. Por que há tantas críticas às exigências de conteúdo local?

A principal crítica à política de conteúdo nacional brasileira é que esta não representa, de fato, uma política industrial, mas sim uma ferramenta, que deveria estar inserida em um conceito mais amplo de política pública voltada para a indústria. Ainda, argumenta-se que falta clareza na finalidade maior da ferramenta – se aumento de empregos, de renda ou desenvolvimento tecnológico, por exemplo – o que dificulta a avaliação de resultados e a análise de sua eficiência.

Adicionalmente, há críticas relativas à abrangência da política e a ausência de priorização de setores e atividades em que há vantagem comparativa no país. O segmento de equipamentos *subsea* no Brasil, por exemplo, é considerado competitivo pelos agentes. Em outros segmentos, no entanto, essa não é a realidade e o fornecedor brasileiro acaba sendo menos competitivo que os internacionais. Com a incorporação das metas mínimas de conteúdo local nos leilões para praticamente todos os setores da cadeia produtiva – caldeiraria, elétrica, automação, siderurgia, mecânica e serviços de engenharia e construção e montagem –, os vencedores passaram a ter um compromisso de compra de fornecedores nacionais, independentemente da sua competitividade em comparação aos pares internacionais, criando uma espécie de reserva de mercado.

Por último, um ponto a ser destacado é que o volume de multas aplicadas recentemente por descumprimento ao conteúdo local vem crescendo, sinalizando a incapacidade da indústria local em atender a demanda das operadoras e deixando evidente a necessidade de aprimoramentos na política de conteúdo local.

³ A PITCE priorizou os setores de semicondutores, software, bens de capital, e fármacos e medicamentos. A indústria extrativa mineral, que abrange a atividade de extração de petróleo e gás, não foi contemplada nas diretrizes desta primeira política.

⁴ Além de Petróleo, Gás natural e Petroquímica, esta frente também considerava outros setores, como Complexo Aeronáutico, Bioetanol, Mineração, Siderurgia, Celulose e Papel e Carnes.

⁵ Nos demais setores da frente “Programa para Consolidar e Expandir a Liderança”, a gestão foi feita pelo Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC) ou pela Casa Civil. A gestão dos setores pertencentes a outras frentes também foram feitas por ministérios.

B) O papel das instituições ligadas ao setor e a apropriação política do tema.

Na estrutura das entidades governamentais ligadas ao setor de petróleo no Brasil, o MME é o agente planejador, que tem como balizador de suas políticas os estudos oriundos da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), enquanto a ANP atua como entidade reguladora independente do setor. Mas a entidade protagonista acaba por ser a Petrobras. Devido à proporção de participação da Cia. na produção de óleo total brasileira, o principal *driver* de crescimento passou a ser o volume de investimentos em E&P da empresa, o que criou dependência direta da produção nacional de petróleo ao apetite de crescimento de produção da estatal. O protagonismo da Petrobras, inclusive no planejamento, acabou por prejudicar o reconhecimento, por parte dos agentes, da EPE como formulador de estudos e planejador do setor.

Da mesma forma que há desvirtuamento do papel da EPE, o aumento da influência da ANP sobre o desenvolvimento do setor também foi pontuado pelos agentes. Recentemente, a agência lançou a proposta para composição do Comitê Técnico-Científico (COMTEC)⁶ da ANP, para projetos de P&D, onde haverá apenas um representante de empresas fornecedoras e um representante de instituições de pesquisa dentre os oito membros que compõem o comitê. Além do desequilíbrio de representatividade, esta proposta não leva em consideração a sensibilidade das empresas petrolíferas quanto à necessidade de pesquisa e desenvolvimento, pautando a agenda tecnológica do país com base na visão de uma entidade cujo papel deveria ser o de regulamentar e fiscalizar o setor.

Esse papel assumido pela ANP, não considerando diversas das contribuições e posicionamentos da indústria, deixa evidente outra fragilidade do setor: a interlocução indústria-governo, crítica em momentos de dificuldade, não tem funcionado. Na visão dos agentes privados, falta um canal de comunicação mais

efetivo para que as decisões estratégicas do setor não sejam tomadas de forma unilateral.

Com a Petrobras hoje voltada para a sua reorganização interna e discutindo seu reposicionamento no mercado brasileiro, criou-se uma lacuna no encaminhamento do setor de petróleo no Brasil. A título de exemplo, existem hoje dois projetos de lei na Câmara e um no Senado, que discutem possíveis reformulações na Lei da Partilha⁷. Entende-se, portanto, que há ausência de um planejamento central e de longo prazo que sinalize para o mercado um direcionamento claro de quais são os objetivos no Brasil para o setor de petróleo.

C) Os desafios regulatórios para expansão do setor: modelo de partilha, papel da PPSA e o operador único.

A mudança no marco regulatório em 2010 e a introdução do regime de partilha foram fundamentadas pela intenção de reequilibrar a distribuição de retorno entre empresas operadoras e a União, dado o elevado potencial econômico das descobertas no Pré-sal. Em comparação com o regime de concessão, o novo modelo introduz maior complexidade na oferta de blocos e no controle do desenvolvimento de produção e operação. A escolha por altas proporções de conteúdo local, combinada ao regime de partilha, cria outro *trade-off* para o país. Na intenção de promover a indústria nacional, o governo pode estar onerando os custos de E&P para as operadoras, diminuindo sua participação no óleo lucro.

A primeira característica peculiar do modelo brasileiro de partilha é a criação de uma entidade como a PPSA. O papel da PPSA no processo de fiscalização é árduo em função dos desafios operacionais que se preveem. Além disso, todo o plano de exploração e desenvolvimento, além da contabilidade dos projetos contratados, deverá passar pela PPSA, que indicará o presidente do consórcio e terá 50% do seu comitê operacional.

Questão ainda mais delicada e também oriunda do novo

⁶ Resolução ANP nº 33/2005 e Regulamento Técnico ANP nº 05/2005.

⁷ Por exemplo, PL 4973/13 na Câmara.

* Este texto não deve ser citado como representando as opiniões da Fundação Getúlio Vargas (FGV). As opiniões expressas neste trabalho são exclusivamente da equipe de pesquisadores do grupo FGV Energia: Lavinia Hollanda, Felipe Gonçalves, Bruno Moreno Rodrigo de Freitas, Camilo Poppe Figueiredo Muñoz, Monica Coelho Varejão, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

marco regulatório brasileiro, o modelo de Operador Único representa hoje um importante complicador. Por ele, a Petrobras é obrigada a ter, pelo menos, 30% de participação no consórcio vencedor, caracterizando um “monopólio operacional” da companhia no Pré-Sal.

Embora a Petrobras seja uma empresa grande, dotada de tecnologia e corpo técnico capazes de produzir elevadas quantidades de petróleo no Pré-Sal, o ritmo de exploração e desenvolvimento da região não deveria estar atrelado à capacidade financeira da estatal, pois acaba representando um grande limitador de produção para o setor. Outro ponto controverso em ter a Petrobras como operadora única dá-se pelo fato dela não poder definir as regiões onde deseja operar, o que, inevitavelmente, implicará em desenvolvimento de projetos que podem ser menos atrativos do ponto de vista de otimização do seu portfólio. Devido à sua expertise em E&P em águas profundas no Brasil, a empresa teria condições de continuar arrematando a maioria dos blocos, independentemente do modelo regulatório.

Por último, este tipo de modelo agrava o problema de monopólio enfrentado pelas empresas do setor para-petroleiro nacional. Com a exigência do operador único, há ainda maior dependência dos fornecedores de equipamentos nas demandas da Petrobras, o que, em um ambiente de restrição de investimentos, acaba se revelando como uma medida anticíclica para o desenvolvimento da indústria para-petroleira nacional.

A) Ritmo de rodadas, regulamentação para unitização e desafios ambientais.


Em relação às Rodadas de Licitação, cabe pontuar que não houve rodada entre 2008 e 2013 e, nesse intervalo de cinco anos, houve apenas a Cessão Onerosa, uma “rodada” exclusiva a Petrobras. O volume de investimentos da Petrobras nos últimos anos permitiu que a demanda nacional por bens e serviços crescesse, mantendo a indústria para-petroleira ativa, o que ocultou as consequências de um período dilatado sem rodadas. Porém, com as restrições atuais de investimentos da Petrobras, no caso de uma possível retomada do preço da *commodity* estaremos em uma

posição aquém do potencial de produção planejado anos atrás.

De 2008 a 2013 a estrutura da indústria mundial de petróleo mudou drasticamente, com a emergência de produção de óleo não convencional nos EUA. Nesse novo cenário, com a recente queda do preço do petróleo, a atratividade de projetos em águas profundas e ultras profundas - como o Pré-Sal, foram relativizadas. Perdemos, portanto, uma janela de oportunidade para atrair ainda mais investimentos privados para o setor quando o preço da *commodity* estava alto e havia forte interesse das produtoras sobre o Pré-Sal.

Do lado da demanda, a redução de desperdícios e o uso mais eficiente da energia, juntamente com as discussões sobre mudanças climáticas, levantam questionamentos sobre a utilização do petróleo como insumo energético no futuro. Apesar das opiniões divergentes, é importante considerar os possíveis impactos de tais questões na demanda por óleo no médio e longo prazo. Assim, o petróleo sofrerá cada vez mais concorrência por insumos energéticos mais limpos, o que pode impactar na atratividade de nossas elevadas reservas do Pré-Sal, além de implicar em mais uma perda de janela de oportunidade única.

No cenário interno, os desafios ambientais hoje enfrentados pelas operadoras também representam um importante entrave para o setor. Mais uma vez, há sinais contraditórios emitidos pelo governo. Os estudos de impacto e as licenças necessárias ao início das etapas de exploração, desenvolvimento e produção deveriam ser articulados pelo MME e MMA e estar contemplados no momento da oferta dos blocos, de forma a minimizar a incerteza para as operadoras com relação à autorização para início das atividades exploratórias. O que vem acontecendo atualmente é o atraso do andamento dos projetos com o adiamento da emissão de licenças ambientais. A consequência direta é o impacto na curva de produção nacional, comprometendo as metas de crescimento e o abastecimento interno no futuro. Além do impacto direto nos projetos da 11ª rodada, este ambiente de incertezas influencia as tomadas de decisão por parte das operadoras para as rodadas futuras.



Outro fator no cenário brasileiro que merece atenção, em razão do potencial de incerteza jurídica são os processos de individualização da produção (unitização) já em andamento. Dada a complexidade inerente a qualquer acordo de individualização de produção em qualquer circunstância, em função das incertezas envolvidas, a existência de mais de um regime fiscal no caso brasileiro acaba por tornar ainda mais incerto esse processo no país.

c) Conclusão: em busca da recuperação - os debates necessários e potenciais caminhos para a solução

O setor brasileiro de petróleo e gás parece carente de uma visão estratégica e de uma identidade forte, o que, em momento de conjuntura adversa como a que enfrentamos, pode potencializar as perdas para o setor e para o próprio país. Embora cada agente (governo, operadoras, indústria fornecedora) possua uma agenda própria, a integração de esforços por parte de todos os *stakeholders* é vital para o crescimento sustentável do setor.

Com todas as limitações impostas por este novo cenário conjuntural desfavorável, e entendendo que ambição

de crescimento do setor não deve ser reprimida e retardada por uma eventual incapacidade da Petrobras de investir, faz-se necessária a introdução de mudanças nas diretrizes estruturantes, de forma a reestabelecer o crescimento do setor.

Ainda que modestas, algumas respostas a este novo cenário de crise já vêm sendo discutidas e implementadas. No lado da Petrobras, por exemplo, se destacam os esforços para definição de um novo modelo de Governança e a nomeação de Conselheiros de posição mais independente, que favoreçam a tomada de decisões que busquem geração de valor ao acionista. Mas, o cenário atual é de extrema urgência, tanto para a Petrobras, quanto para os fornecedores do setor, ao passo que as medidas em discussão são capazes de gerar impactos apenas no médio e longo prazo.

É de suma importância neste momento que o papel do setor de petróleo e suas políticas sejam norteados por um projeto mais amplo, articulado de forma adequada entre os agentes políticos e de mercado, e comunicada com clareza para a sociedade.

OPINIÃO

Um desafio trazido pelos ventos *

Hermes Chipp

A produção de eletricidade a partir da força dos ventos já é uma realidade incontestável em nosso país. O total gerado pelas usinas eólicas cresceu de 237 GWh em 2006 (0,1% da energia elétrica produzida) para 9.683 GWh em 2014 (1,8% da produção total). Em 2014, o Brasil já fazia parte da lista dos dez países com maior capacidade instalada em parques eólicos no mundo, liderada pela China, EUA e Alemanha, e foi o quarto país que mais agregou geração deste tipo, atrás apenas desses mesmos três países. A capacidade instalada do parque eólico brasileiro já alcançava em agosto deste ano 6.692 MW.

Cerca de 75,2% dessa capacidade está instalado na costa da região Nordeste, entre os Estados da Bahia e Ceará, onde a velocidade e a regularidade dos ventos permitem fatores de capacidade elevados em sua operação, com uma média anual de 42%. Os parques eólicos localizados na costa de Santa Catarina e no Rio Grande do Sul correspondem a 24,3% da capacidade total do país e têm um fator de capacidade médio anual de 29% em sua operação.

A relevância da geração eólica deve ser considerada tanto por sua contribuição em termos de potência,



como por sua produção de energia. Com relação à potência, por depender da intensidade dos ventos, sua geração é intermitente e apresenta alta incerteza, pela dificuldade de previsão de seu insumo, e elevada variabilidade, com alterações rápidas e significativas em função das condições meteorológicas. Com relação à produção de energia, há uma forte característica sazonal, com a geração mensal variando durante o ciclo anual. A geração mensal é muito mais previsível do que a geração diária e horária.

Existe uma complementariedade entre o comportamento sazonal da geração eólica e o regime hidrológico das bacias hidrográficas das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com níveis de geração mais altos ocorrendo durante o período seco. Assim, o sistema de reservatórios das usinas hidrelétricas pode ser usado para modular a geração das usinas eólicas. Por sua vez, a geração eólica pode substituir parte da geração hidrelétrica, possibilitando economizar armazenamento dos reservatórios e reduzir o preço da energia de curto

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

prazo, no período do ano em que seu custo é mais elevado.

Recordes recentes de geração dos parques eólicos têm mostrado sua capacidade de atender um alto percentual da carga. No Sul, no dia 9/08, os 1.200 MW gerados pelas eólicas corresponderam a 13% da carga do subsistema entre 22 e 23 horas. No Nordeste, em 18/08, os 3.352 MW produzidos representaram 33,2% da carga do subsistema entre 21 e 22 horas. Nesta região, por conta das condições hidrológicas muito severas observadas na bacia do Rio São Francisco, as usinas eólicas têm desempenhado um papel muito relevante no suprimento de energia, com uma participação de cerca de 15% da carga, em média.

Se hoje as usinas eólicas estão se mostrando essenciais para o atendimento ao mercado consumidor, seu papel será ainda mais relevante no futuro. De 2015 a 2019 deverão ser acrescentados ao sistema 10.800 MW de novos parques geradores, elevando a participação das usinas eólicas na matriz elétrica para 9,65%, e mantendo em níveis muito elevados a contribuição das fontes geradoras renováveis – 82,2% no seu total.

Do ponto de vista da operação do Sistema Interligado Nacional, o elevado crescimento deste tipo de geração traz consigo diversos desafios tecnológicos, que precisam ser enfrentados desde já:

- Aprimorar a capacidade de previsão da geração eólica, por meio de modelos de previsão de ventos, que possam ser incorporados nas diferentes etapas dos estudos de planejamento e programação da operação.
- Implementar, nos Centros de Controle do ONS, modelos e procedimentos para o despacho de geração com 4 horas de antecedência (T-4h), para que seja mais fácil acomodar os diferentes tipos de geração na curva de carga do sistema.
- Aumentar a capacidade de observação e controle das usinas renováveis pelos sistemas de aquisição de dados dos Centros de Controle, uma vez que muitas dessas usinas estão conectadas à rede de distribuição.
- Definir os níveis adequados de reserva de potência girante para lidar com o problema da intermitência da produção das eólicas.

- Aprimorar a modelagem das usinas eólicas visando a uma representação cada vez mais precisa de seu comportamento em regime permanente e dinâmico.
- Estabelecer requisitos técnicos mínimos a serem obedecidos pelos próprios geradores, de forma a garantir que as usinas eólicas tenham um desempenho operacional tão próximo quanto possível da geração convencional, como por exemplo:
 - Operação em regime de tensão e frequência não nominais;
 - Controle de potência reativa no ponto de conexão;
 - Modos de controle dos parques aerogeradores;
 - Controle da potência de saída durante distúrbios;
 - Resiliência a subtensões e sobretensões dinâmicas;
 - Controle de inércia sintética para viabilizar a contribuição das usinas eólicas para a regulação primária, mitigando o impacto dessa geração na inércia do sistema.

O aumento da complexidade operativa do Sistema Interligado Nacional nos próximos anos não é causado apenas pela maior inserção das usinas eólicas na matriz elétrica. Diversos outros fatores, listados a seguir, se sobrepõem, tornando a operação no futuro próximo um desafio que irá requerer recursos e comprometimento para ser enfrentado.

- A perda da capacidade de regularização do sistema de reservatórios das usinas hidrelétricas, uma vez que a expansão futura está centrada em usinas a fio d'água, a grandes distâncias dos principais centros de consumo.
- A grande variabilidade da oferta de energia das usinas a fio d'água localizadas na Região Amazônica, que pode apresentar uma relação da ordem de 10:1 entre o período chuvoso e o período seco.
- A entrada em cena das usinas solares fotovoltaicas e termossolares de torre central (tecnologia *Concentrated Solar Power*), trazendo consigo a necessidade de requisitos especiais e reforços da rede para sua adequada operação.
- O crescimento da oferta sazonal da energia produzida pelas usinas a biomassa, especialmente a bagaço de cana-de-açúcar.

- O aumento da geração distribuída, em especial, de pequenas unidades de geração solar agregadas aos pontos de consumo residencial.
- A mudança no perfil da carga, causada pelo empoderamento dos consumidores e pela adoção de aprimoramentos regulatórios e tecnológicos, como a geração distribuída e o carro elétrico, por exemplo.
- A entrada em operação de links de transmissão em C.C. e C.A., de grande extensão, operando segundo critérios de confiabilidade diferenciados, de modo a reduzir o impacto de perturbações de maior porte.

Existe hoje uma preocupação crescente a nível global de utilização de fontes renováveis de energia para atender as necessidades do consumo. Tendo isso em conta, e face às crescentes restrições ambientais para a construção de novos aproveitamentos hidrelétricos, as usinas eólicas, assim como as usinas solares mais à frente, são importantes alternativas para manter a posição privilegiada que hoje o Brasil detém na produção

de eletricidade, com mais de 80% de participação de energia limpa na sua matriz elétrica.

Mas, para que essa transformação possa se dar sem colocar em risco a garantia da segurança do suprimento de eletricidade ao menor custo possível, inclusive à demanda da ponta de carga, há que se considerar a necessidade de inclusão de geração térmica complementar. Ao mesmo tempo, deverá ser empreendido um grande esforço de aprimoramento de metodologias, critérios, modelos de previsão, métodos de modelagem do sistema real, afetando toda a cadeia de atividades que vai do planejamento da operação à operação em tempo real, com o natural reflexo na capacitação de uma nova geração de engenheiros e outros técnicos especializados dedicados a este ofício. Em paralelo, o Poder Concedente e o Regulador deverão estabelecer requisitos para assegurar a harmonia dos cronogramas de implantação de novos parques aerogeradores com os das obras de transmissão necessárias para sua integração ao sistema.

Hermes Chipp

Diretor Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Graduado em engenharia elétrica na Universidade Federal do Rio de Janeiro. Na Eletrobrás, atuou principalmente na área de planejamento da operação elétrica, tendo exercido diversas funções de gerência e coordenação. Foi assistente da Diretoria de Operação de Sistemas da Eletrobrás e Secretário Executivo do GCOI. Foi Diretor de Planejamento e Programação da Operação do ONS de 1998 a novembro de 2005. Atualmente, é Diretor Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Petróleo

Rafael Nogueira

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de outubro apresentou aumento de 3,80% da produção em relação ao mês anterior, e aumento de 0,55% em relação ao mesmo mês de 2014. A produção diária de petróleo em agosto foi de 2.406 mil barris, 0,45% superior à produção de setembro, de 2.395 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em agosto foi de aproximadamente 25,0 sendo 7,8% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 60,0% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 32,2% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em agosto foram Lula (10,2 Mmbbl), Roncador (9,9 Mmbbl), Sapinhoá (6,3 Mmbbl), Marlim (5,8 Mmbbl) e Jubarte (5,5 Mmbbl), todos da Petrobras. Além desses,

os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor) Argonauta da Shell (16º), Frade da Chevron (18º) produziram respectivamente 2,3 Mmbbl, 0,8 Mmbbl e 0,7 Mmbbl. Cabe destacar o avanço na exploração do Pré-Sal, representado pelo protagonismo do campo de Lula, que se tornou o maior campo produtor de petróleo desde agosto.

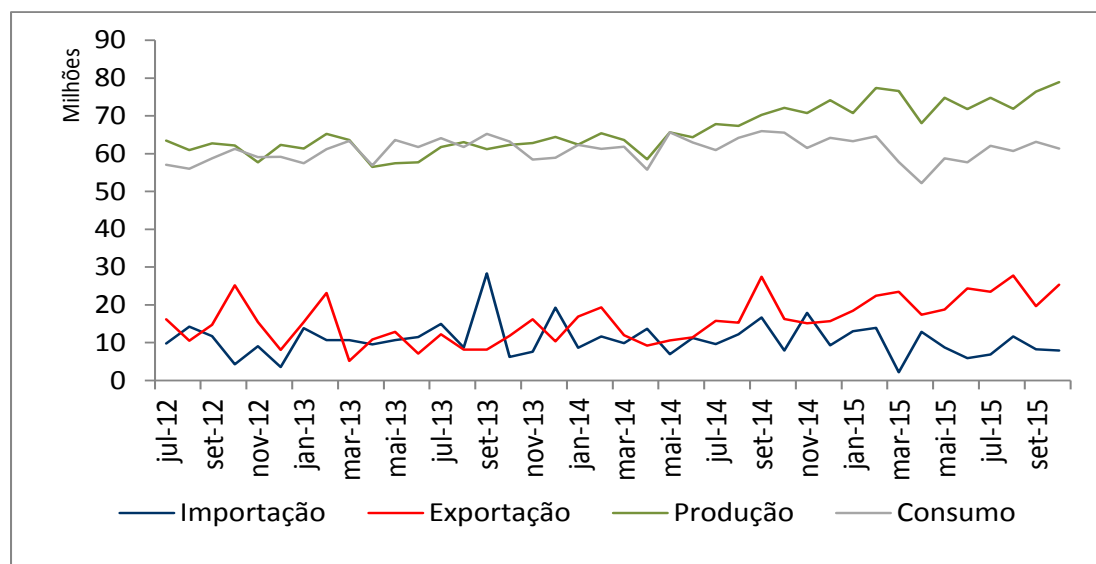
O consumo de petróleo, medido pelo volume de petróleo refinado em território nacional, caiu 1,46% em outubro, na comparação com o mês anterior, e 7,58% na comparação anual. Apesar da queda no consumo e aumento da produção, as importações no mês de outubro mais que dobraram, na comparação mensal (109,68%), e na comparação anual (118,89%). As exportações, também registraram aumento, sendo 22,38% superior as de setembro e 58,43% maior na comparação anual (Gráfico 2.1).

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendência 12 meses	set-15	out-14
Produção	74.590.949	3,80%	0,55%		71.859.794	74.185.485
Consumo Interno	59.343.448	-1,46%	-7,58%		60.220.732	64.212.508
Importação	20.406.796	109,68%	118,89%		9.732.234	9.322.995
Exportação	24.879.578	22,38%	58,43%		20.330.475	15.703.841

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

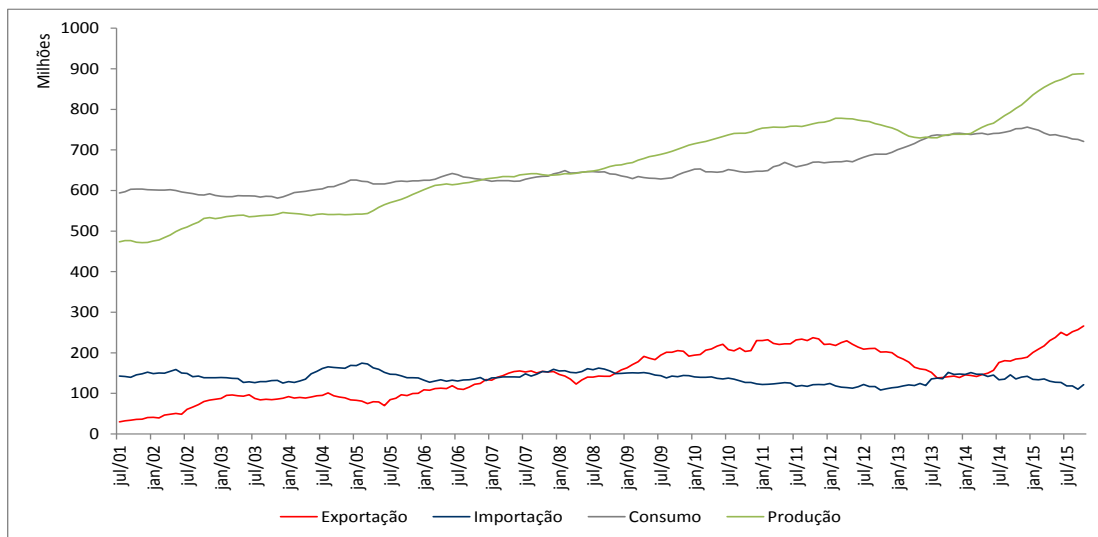
No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, as exportações continuam mostrando tendência de elevação, enquanto a produção apresentou desaceleração em outubro. Já o consumo e as importações vêm apresentando tendência de queda, com leve reversão das importações também em outubro (Gráfico 2.2).

A produção acumulada dos últimos 12 meses foi de 887,9 milhões de barris em agosto, e as exportações atingiram 266,3 milhões de barris no mesmo período. O consumo acumulado de 12 meses foi equivalente

a 720,9 milhões, e as importações ficaram em 121,5 milhões de barris.

O aumento da produção verificada no mês de outubro para o Brasil é refletido, majoritariamente, pelo resultado do estado do Rio de Janeiro, responsável por 100,4% do aumento da produção no mês, ou 2,74 milhões de barris. O aumento da produção nacional acabou sendo menor que a do Rio de Janeiro principalmente pela contribuição da queda na produção Espírito Santo, responsável por -13,0% (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)

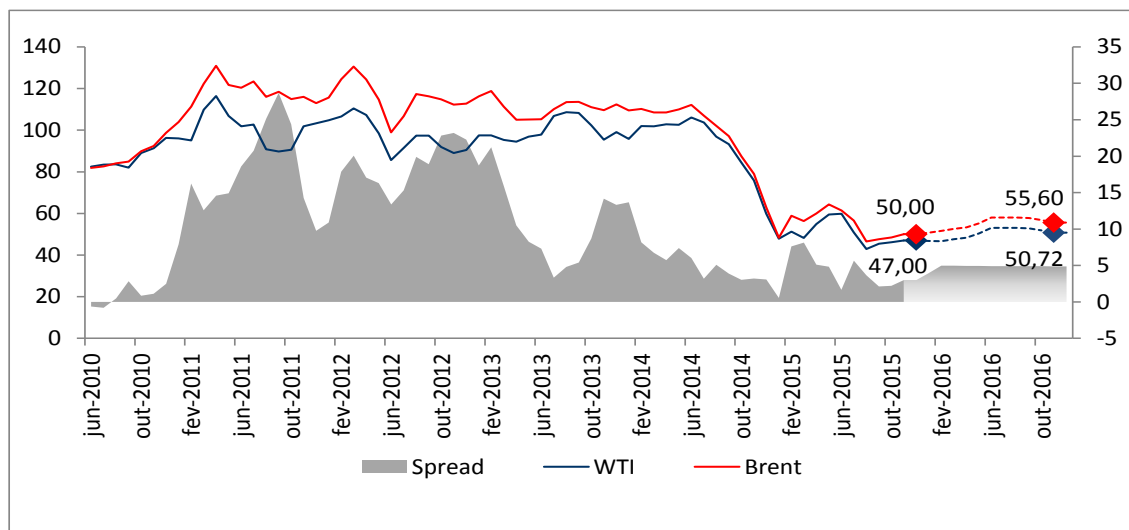
UF	Localização	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendência 12 meses	set-15	out-14
AL	Onshore	138.065	-0,28%	13,47%		138.457	121.671
	Offshore	5.480	-30,35%	-42,48%		7.867	9.527
AM	Onshore	793.505	-0,03%	-6,46%		793.734	848.331
BA	Onshore	1.183.277	3,40%	-10,55%		1.144.395	1.322.806
	Offshore	25.388	4,11%	31,79%		24.387	19.265
CE	Onshore	48.741	3,87%	2,03%		46.924	47.770
	Offshore	125.221	-19,61%	-31,11%		155.759	181.767
ES	Onshore	439.007	2,71%	-5,80%		427.428	466.060
	Offshore	10.804.667	-3,29%	-14,62%		11.171.861	12.654.873
MA	Onshore	356	-16,13%	-89,70%		425	3.459
RJ	Offshore	50.080.188	5,79%	0,46%		47.339.323	49.849.953
RN	Onshore	1.568.140	5,68%	1,81%		1.483.924	1.540.276
	Offshore	220.074	3,16%	2,28%		213.335	215.168
SP	Offshore	8.133.881	2,70%	43,54%		7.920.258	5.666.733
SE	Onshore	791.561	5,65%	-6,87%		749.211	849.912
	Offshore	233.398	-3,76%	-39,83%		242.505	387.916
Total		74.590.949	3,80%	0,55%		71.859.794	74.185.485

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo a *U.S Energy Information Administration*, a média de preços do petróleo tipo Brent em novembro caiu US\$ 4,00/b em relação a de outubro, uma vez que a oferta mundial de óleo continuou excedendo a demanda, e, conseqüentemente, o aumento dos estoques contribuíram para a queda do preço da *commodity*. A estimativa é que os estoques cresceram 1,8 milhões b/d até ao longo do ano, até o terceiro trimestre de 2015.

Quantidade muito acima do crescimento de 0,5 milhão b/d no mesmo período de 2014. A média de preços do óleo tipo WTI seguiu a tendência do tipo Brent, caindo US\$ 4,00/b no mesmo período. Os estoques em *Cushing, Oklahoma*, também subiram em novembro, apesar da volta do crescimento do consumo de refinarias após as paradas de manutenção programadas. (Gráfico 2.3).

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



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

Derivados do Petróleo

Na comparação mensal, no mês de outubro houve aumento no consumo de gasolina, diesel, QAV e óleo combustível, enquanto GLP apresentou queda. Já na comparação anual, todos os principais derivados de petróleo apresentaram queda no consumo.

A respeito das importações de gasolina no mês, este derivado apresentou crescimento de 532,02%, que não foi acompanhada pelas importações de diesel, que caíram 1,33%, na comparação com setembro de 2015. Semelhante ao caso da gasolina, a baixa importação de óleo combustível em setembro contribuiu para a pronunciada elevação das importações na comparação mensal. Já na comparação anual, ambos óleo combustível

e gasolina apresentaram queda nas importações, com destaque para a gasolina, que registrou queda de 45,24% (Tabela 2.3).

Os preços da gasolina e do diesel nas refinarias sofreram reajuste de 6% e 4%, respectivamente, pela Petrobras em 30 de setembro de 2015, o que contribuiu para a manutenção do preço de realização desses combustíveis acima das respectivas referências internacionais (Gráfico 2.4). Exceto para o GLP residencial, todos os principais derivados de petróleo apresentaram preço de realização superior ao de referência internacional, com destaque para o Óleo Combustível.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendência 12 meses	set-15	out-14
Gasolina	Produção	14.245.196	4,49%	-7,70%		13.633.061	15.432.859
	Consumo	15.948.786	4,78%	-15,49%		15.221.429	18.872.983
	Importação	252.431	532,02%	-45,24%		39.940	460.980
	Exportação	721.749	102,90%	127,39%		355.722	317.406
Diesel	Produção	27.746.778	-1,33%	-1,33%		28.121.690	28.121.690
	Consumo	30.305.120	5,04%	-10,59%		28.850.377	33.894.422
	Importação	27.746.778	-1,33%	2,68%		28.121.690	27.021.524
	Exportação	0	-	-		-	-
GLP	Produção	3.861.773	-1,65%	-4,68%		3.926.396	4.051.214
	Consumo	6.876.136	-1,86%	-5,61%		7.006.385	7.285.052
	Importação	1.017.856	-8,29%	-11,64%		1.109.862	1.151.996
QAV	Produção	2.975.495	4,61%	-2,37%		2.844.402	3.047.759
	Consumo	3.851.856	2,66%	-3,03%		3.752.075	3.972.080
	Importação	-	-	-		0	-
	Exportação	0	-	-100,00%		-	5.202
Óleo Combustível	Produção	6.761.581	0,38%	-20,75%		6.735.749	8.531.962
	Consumo	2.517.943	2,68%	-27,45%		2.452.313	3.470.817
	Importação	165.057	748011,12%	-8,38%		22	180.147
	Exportação	2.414.548	14,24%	80,55%		2.113.606	1.337.335

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 são a cotação do final do mês e não incluem custo de internação

Gás Natural

Camilo Poppe

Produção e Importação

Devido a uma disponibilização antecipada dos dados do setor de gás, esta edição do boletim de conjuntura da FGV Energia traz uma atualização de gráficos e tabelas com dados referentes aos meses de agosto e setembro. A análise que segue, destaca principalmente os resultados do mês de setembro, com algumas observações com relação ao mês de agosto.

Após haver atingido valor máximo na série de seis meses em agosto, a produção nacional que havia registrado 99,23 MMm³/dia recuou 1,88% em setembro, encerrando o mês em 97,36MMm³/dia. Ainda no mês de setembro, a oferta de gás nacional, correspondente à produção líquida de gás do país, sofreu queda de 2,64%, registrando média diária de 51,60 MMm³/dia.

No entanto, o consumo de gás no país aumentou 4,19%, atingindo 98,88MMm³/dia. Deste modo, e também associada à queda da oferta de gás nacional, houve alta de 13,90% da importação de gás natural para atender à demanda do mercado. As importações do mês de setembro registraram 52,03 MMm³/dia, ultrapassando a oferta de gás nacional.

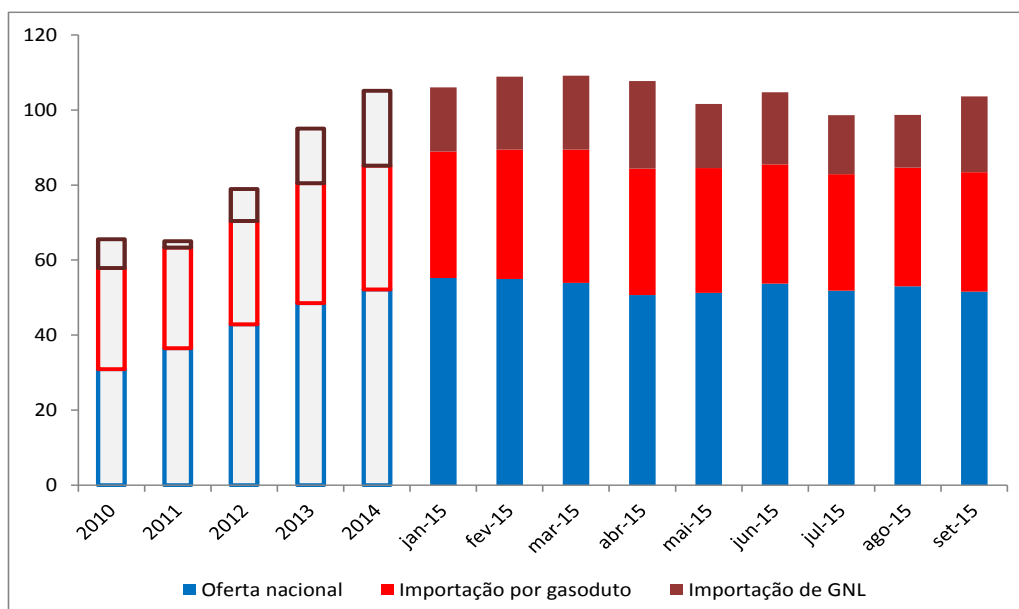
No Gráfico 3.1 observamos a composição da oferta de gás natural no Brasil. Observa-se que os meses de julho e agosto apresentaram redução das importações via GNL. Em particular, associada com uma queda do consumo de gás registrada nesses mesmos meses. Já o mês de setembro aponta para uma retomada das importações de GNL.

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

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	6 meses	ago-15	set-14
Produção Nacional	97,36	-1,88%	-		99,23	-
Oferta de gás nacional	51,60	-2,64%	-		53,00	-
Importação	52,03	13,90%	-		45,68	-
Consumo	98,88	4,19%	-		94,90	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Com relação à disponibilidade de gás nacional, a Tabela 3.2 descreve a relação entre a produção bruta de gás do país e a oferta de gás nacional ao mercado. Enquanto a produção nacional bruta registrou recorde no mês de agosto com relação ao período de 6 meses, a tabela abaixo destaca que a produção indisponível ao mercado também registrou valor máximo nesse mês. Em particular, devido ao aumento no mês de agosto das reinjeções, que registraram 24,94 MMm³/dia, e do consumo interno nas unidades de E&P que registrou 12,74 MMm³/dia.

Já no mês de setembro houve queda de 1,04% da produção indisponível total com relação ao mês de agosto. Com exceção da queima de gás que sofreu

aumento de 5,86% e atingiu valor recorde em setembro, as demais componentes da produção indisponível ao mercado sofreram queda nesse mês. Deste modo a queda da produção indisponível no mês totalizou um aproveitamento adicional de +0,48 MMm³/dia com relação ao mês de agosto e registrou uma relação de oferta nacional sobre produção bruta de 53%.

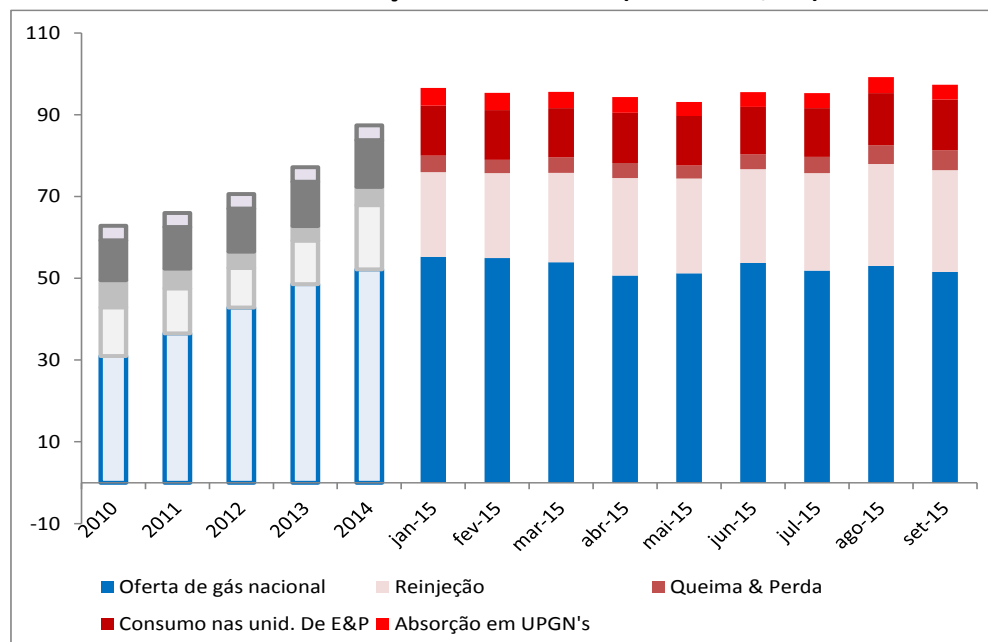
O Gráfico 3.2 ilustra o resultado do aumento da produção indisponível no mês de agosto. Seguido, em setembro, da redução do gás nacional indisponível ao mercado, em particular devido à uma diminuição de 0,32 MMm³/dia no consumo interno de E&P e de 0,35 MMm³/dia da absorção em UPGN's.

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

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	6 meses	ago-15	set-14
Prod. Nacional Bruta	97,36	-1,88%	-		99,23	-
Produção Indisponível	Reinjeção	24,86	-0,32%		24,94	-
	Queima	4,88	5,86%		4,61	-
	Consumo interno em E&P	12,42	-2,51%		12,74	-
	Absorção em UPGN	3,60	-8,86%		3,95	-
	Subtotal	45,76	-1,04%		46,24	-
Oferta de gás nacional	51,60	-2,64%		53,00		
Ofert nacional/Prod. Bruta	53%	-0,77%		53%		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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






Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Complementares à oferta de gás nacional, as importações contribuem para o atendimento à demanda de gás do país. Após redução do consumo nos meses de julho e agosto, o mês de setembro voltou a demandar

mais gás e com isso gerou um aumento de 13,90% das importações no período. Destaca-se o aumento de 43,81% nas importações de GNL no mês de setembro que registraram um total de 20,22 MMm³/dia.

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

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	6 meses	ago-15	set-14
Gasoduto	31,81	0,60%	-		31,62	-
GNL	20,22	43,81%	-		14,06	-
Total	52,03	13,90%	-		45,68	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Consumo


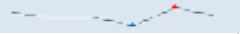





Houve alta de 4,19% no consumo de gás natural em setembro. A principal componente desse aumento foi o incremento de 13,19% do consumo com geração de energia elétrica (GEE). O setor elétrico foi responsável pelo consumo de 47,10 MMm³/dia, em parte provocado pelo aumento do CMO que passou de R\$/MWh 150,00 em agosto para R\$/MWh 220,00 em setembro e levou a um aumento do volume gerado nas UTE's Mário Lago e Termopernambuco em setembro¹.

Dentre os principais mercados consumidores de gás natural houve, queda de 3,59% do consumo industrial que oscila desde maio de 2015 entre aproximadamente 42 e 44 MMm³/dia. Apesar da queda do consumo industrial, o balanço entre os dois principais mercados do

gás natural no Brasil gerou saldo positivo de 3,91 MMm³/dia com relação ao mês de agosto.

Dentre os consumidores de gás de menor porte, houve aumento de 6,28% no consumo do segmento de cogeração, que atingiu valor recorde no período de seis meses. Já os segmentos automotivo e comercial apresentaram queda de 1,45% e 2,41% respectivamente. O segmento residencial permaneceu estável, mantendo a mesma média de consumo diária do mês de agosto, registrada em 1,12 MMm³/dia. Ao todo, o balanço dos consumidores de gás de menor porte apresentou saldo positivo de 0,06 MMm³/dia com relação ao mês de agosto.

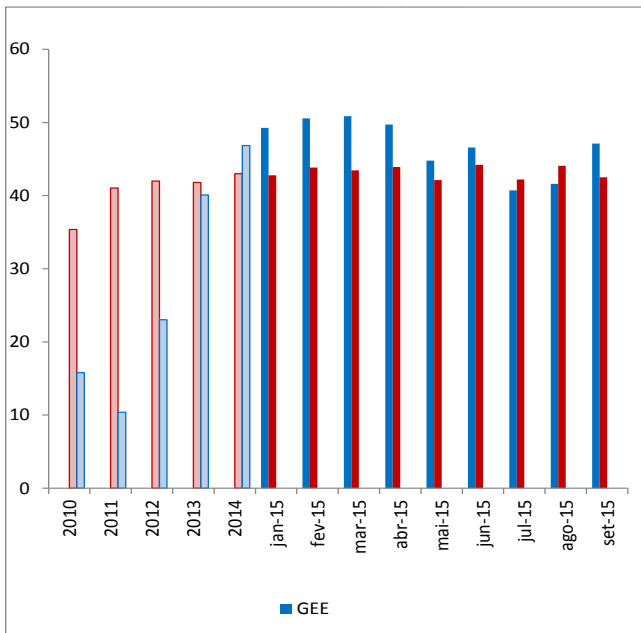
Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	6 meses	ago-15	set-14
Industrial	42,49	-3,59%	-		44,07	-
Automotivo	4,77	-1,45%	-5,73%		4,84	5,06
Residencial	1,12	0,00%	-3,45%		1,12	1,16
Comercial	0,81	-2,41%	-1,22%		0,83	0,82
GEE	47,10	13,19%	-		41,61	-
Co-geração	2,54	6,28%	10,43%		2,39	2,30
Total	98,88	4,19%	-		94,90	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

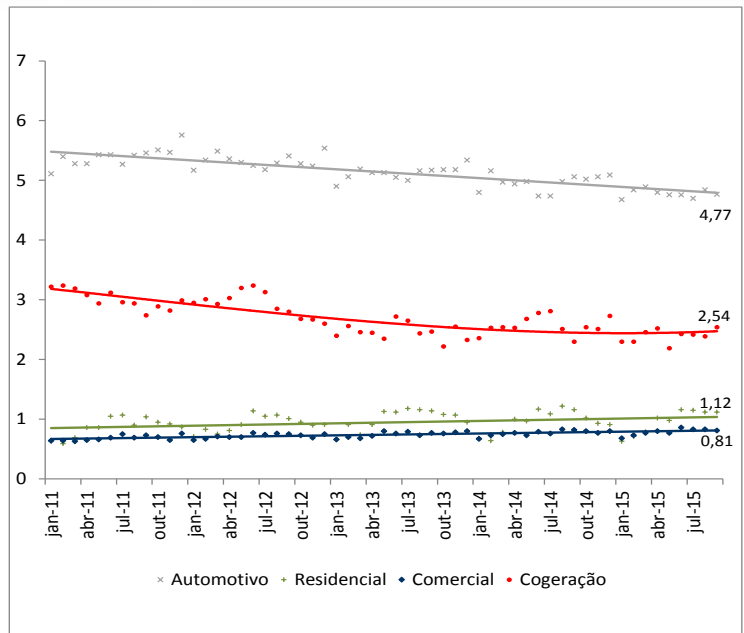
¹ Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº103.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da MME.

Preços

Os meses de agosto e setembro seguiram a tendência de queda dos preços nacionais e internacionais de gás natural. No cenário nacional, os preços registram valores mínimos na série histórica iniciada em 2013. No citygate houve queda de 10,53% no preço sem desconto em setembro. Enquanto o preço sem desconto no mês de setembro foi de 6,17 US\$/MMBTU, a redução progressiva do desconto praticado pela Petrobras aproximou levou a um preço no citygate com desconto de 5,98 US\$/MMBTU. Com relação ao mesmo mês do ano passado, o preço com desconto opera com queda de 35,69% enquanto o preço sem desconto caiu 56,23%.

Para o consumidor final industrial houve queda de aproximadamente 9,30% no mês de setembro com preços atingindo o patamar de 10 a 11 US\$/MMBTU. A título de comparação, o preço do gás para estes mesmo consumidores em setembro do ano passado estava no patamar de 21 a 16 MMm³/dia. Ainda com relação ao

resultado no período de doze meses, o preço do gás natural caiu 43,39% para o consumidor industrial até 2.000 m³/dia e 37,65% para consumidores industriais até 50.000 m³/dia.

No cenário internacional, houve queda de 4,23% nos EUA (Henry Hub – HH) e 3,27% na Europa no mês de setembro. No Japão, os preços permaneceram sem variação entre o mês de agosto e o mês de outubro. Em setembro, os preços registrados nos EUA, Europa e Japão foram 2,65 US\$/MMBTU, 6,71 US\$/MMBTU e 9,00 US\$/MMBTU respectivamente. O resultado da Europa registra valor mínimo desde abril de 2005, 27,38% abaixo do valor registrado em setembro de 2014. Já o preço no Japão registrou a maior variação no período de doze meses, com queda de 48,13% com relação ao mês de setembro do ano passado.

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

		set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	6 meses	ago-15	set-14
Henry Hub		2,65	-4,23%	-32,45%		2,76	3,92
Europa		6,71	-3,27%	-27,38%		6,94	9,24
Japão		9,00	0,00%	-48,13%		9,00	17,35
PPT *		3,78	-4,33%	-24,13%		3,95	4,98
Preços na distribuidora (Ref. Sudeste)	No City Gate Sem desconto	6,17	-10,53%	-56,23%		6,89	14,09
	No City Gate Com desconto	5,98	-10,54%	-35,69%		6,68	9,30
	2.000 m³/dia **	11,85	-9,44%	-43,39%		13,08	20,93
	20.000 m³/dia **	10,56	-9,30%	-38,82%		11,64	17,26
	50.000 m³/dia **	10,28	-9,27%	-37,65%		11,33	16,48

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME & Banco

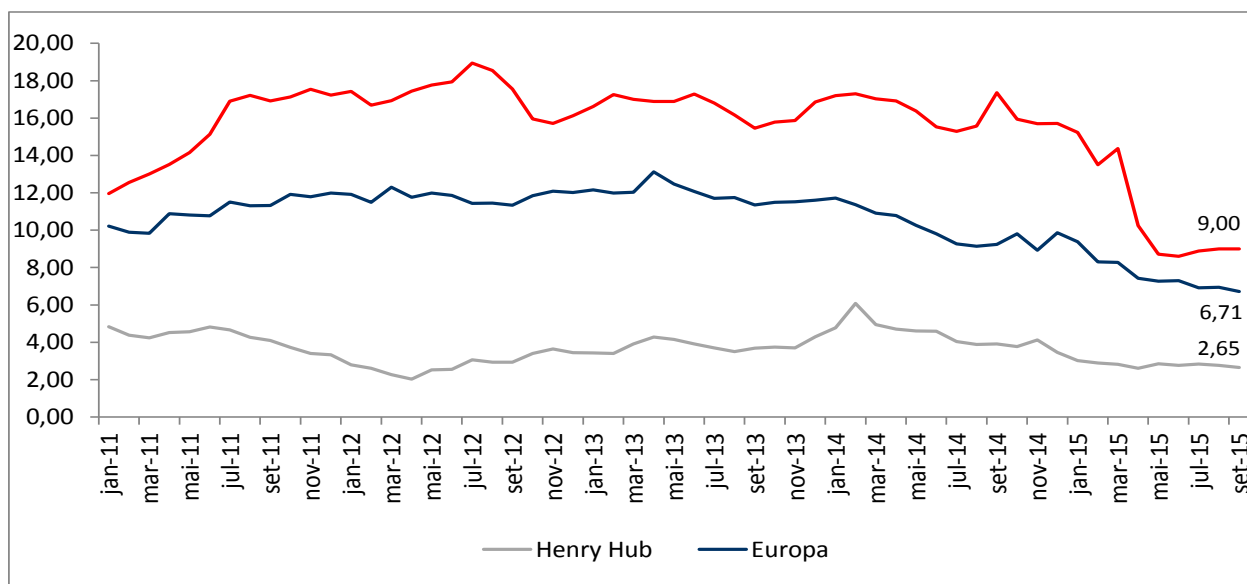
* não inclui impostos.

Mundial

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Banco Mundial

Deflatores: IPCA; CPI Japão; CPI Alemanha.

Setor Elétrico

Bruno Moreno
Renata Ruiz

Mundo Físico

Disponibilidade

A disponibilidade hídrica representada pela Energia Natural Afluente – ENA cresceu 40,37%, como mostra a Tabela 4.1, em todo Sistema Interligado Nacional – SIN, no mês de outubro deste ano em relação ao mês anterior. Este resultado foi devido ao registro da região S que apresentou crescimento de 124,70%, e alcançou um valor de ENA de 231,00% de sua Média de Longo Termo – MLT. O valor de SE, apesar da queda de 7,38%,

também foi interessante devido à comparação com sua MLT que alcançou 92,21%. As demais regiões também reduziram NE 24,62% e N 7,70%. Na comparação anual houve incremento de 51,56%, com destaque para as regiões SE e S, com saldo positivo de 45,79% e 65,94%, respectivamente. NE e N registram queda, 20,09% e 18,14%, respectivamente.



















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

	out-15		out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15		out-14	
SE	19.459,00	92,21%	-7,38%	45,79%		21.010,00	119,78%	13.347,55	62,71%
S	30.618,00	231,00%	124,70%	65,94%		13.626,00	113,57%	18.450,74	139,11%
NE	983,00	28,99%	-24,62%	-20,09%		1.304,00	42,12%	1.230,06	36,08%
N	1.175,00	24,36%	-7,70%	-18,14%		1.273,00	67,37%	1.435,42	79,30%
Total	52.235,00	-	40,37%	51,56%		37.213,00	-	34.463,77	-

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Oferta

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

		out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
SE/CO	Hidráulica	17.107,00	11,91%	1,89%		15.286,17	16.790,43
	Nuclear	691,69	-56,12%	-65,67%		1.576,49	2.014,65
	Térmica	7.252,61	-0,58%	7,02%		7.295,02	6.777,12
	Total	25.051,30	3,70%	-2,08%		24.157,68	25.582,20
S	Hidráulica	12.000,11	10,65%	4,82%		10.845,58	11.448,46
	Térmica	975,37	-23,31%	-38,29%		1.271,89	1.580,50
	Eólica	609,32	35,46%	128,35%		449,82	266,84
	Total	13.584,80	8,10%	2,17%		12.567,29	13.295,80
NE	Hidráulica	2.775,10	-1,79%	-17,36%		2.825,77	3.358,13
	Térmica	3.352,61	-1,32%	-22,01%		3.397,36	4.298,89
	Eólica	2.404,43	3,55%	55,55%		2.321,96	1.545,79
	Total	8.532,14	-0,15%	-7,29%		8.545,09	9.202,81
N	Hidráulica	2.975,57	-38,25%	3,16%		4.818,57	2.884,35
	Térmica	2.129,39	5,18%	0,07%		2.024,57	2.127,83
	Total	5.104,96	-25,40%	1,85%		6.843,14	5.012,18
Itaipu	9.902,34	18,60%	10,45%		8.349,14	8.965,59	
Total	Hidráulica	44.760,12	6,25%	3,02%		42.125,23	43.446,96
	Térmica	14.401,67	-7,48%	-14,27%		15.565,33	16.798,99
	Eólica	3.013,75	8,73%	66,26%		2.771,78	1.812,63
	Total	62.175,54	2,83%	0,19%		60.462,34	62.058,58

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A geração de energia total no SIN cresceu 2,83% (Tabela 4.2) na comparação mensal. A geração hidráulica apresentou elevação de 6,25%. Tal resultado foi fruto de um aumento significativo da disponibilidade hídrica no subsistema S e pelo fato de estarmos chegando ao fim do período seco, havendo a expectativa de aumentar a precipitação no SIN, principalmente no subsistema SE/CO. Com o aumento da geração hidráulica, a térmica foi reduzida 7,48%, muito influenciada pela decisão de desligar as térmicas mais caras do sistema, diminuindo os custos de operação. Chegando ao pico anual de






geração do sistema, a geração eólica aumentou 8,73%. Já na comparação anual, a geração de energia elétrica aumentou marginalmente, 0,19%, apesar da desaceleração da economia neste ano. A geração hidráulica cresceu 3,02% e a térmica recuou 7,48%, mostrando que houve redução do estresse do sistema, muito pela manobra operativa de recuperação dos reservatórios do SIN. Por causa da contínua expansão e entrada em operação anual de diversos parques, a geração eólica cresceu 66,26%.

Demanda

A carga de energia total em outubro subiu 2,70% em relação ao mês anterior (Tabela 4.3), muito pelos resultados positivos dos subsistemas SE/CO, S e NE, com crescimento de 3,20%, 2,45% e 2,77%, respectivamente. Somente o resultado de N foi negativo. Na comparação ano a ano, a carga total cresceu marginalmente, 0,15%, podendo ser influência da atual desaceleração da economia brasileira. O subsistema N apresentou o maior crescimento, 8,15%, e foi influenciado pela interligação do sistema Macapá, que, a partir de outubro deste

ano, encontra-se totalmente interligado ao SIN. O subsistema S foi o que apresentou a maior queda, 3,50%, e está influenciada pela ocorrência de temperaturas abaixo da média para o período e de chuvas intensas especialmente no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, ocasionando desligamentos na rede de distribuição, além do cenário econômico atual. Já os subsistemas SE/CO e NE apresentaram, respectivamente, queda de 0,25% e crescimento de 1,37%.

Tabela 4.3: Carga de Energia por Subsistema (MWmed)

	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
SE/CO	36.673,99	3,20%	-0,25%		35.536,97	36.764,65
S	10.099,86	2,45%	-3,50%		9.858,67	10.466,02
NE	9.840,18	2,77%	1,37%		9.574,86	9.707,05
N	5.538,12	-0,16%	8,15%		5.546,74	5.120,88
Total	62.152,15	2,70%	0,15%		60.517,24	62.058,60

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

O intercâmbio de energia de S para SE/CO aumentou 25,24% em outubro deste ano, de acordo com a Tabela 4.4, muito pela abundância hídrica que a região geoeletrica S apresentou no mês de análise. O intercâmbio internacional através de S foi de aproximadamente 24 MWmed. Não houve energia

transmitida a partir de N para NE, movimento verificado com certa constância. SE/CO retransmitiu parte da energia recebida de S para N, 433 MWmed e para NE 1308 MWmed, por causa da baixa disponibilidade hídrica nessas regiões.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
S - SE/CO	3.460,92	25,24%	22,30%		2.763,50	2.829,80
Internacional - S	23,76	-143,29%	-237700,00%		-54,89	-0,01
N - NE	0,00	-100,00%	-		772,33	0,00
N - SE/CO	-433,16	-182,65%	-298,49%		524,08	-108,70
SE/CO - NE	1.307,78	408,01%	159,35%		257,43	504,25

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

A Energia Armazenada – EAR total do SIN foi reduzida 10,93%, como mostra a Tabela 4.5, na comparação mensal, muito pela manobra operativa de desligamento das térmicas mais caras do SIN e pela expectativa do aumento de precipitação, devido à proximidade do fim do período seco no sistema. Por causa da baixa disponibilidade hídrica nas regiões NE e N e a continuação da geração hidráulica, tais regiões apresentaram queda de 36,87% e 33,80%. O caso mais grave é do subsistema NE que apresenta a segunda maior capacidade de armazenamento do SIN e hoje tem pouco mais que 8% do volume em seus reservatórios, mostrando um

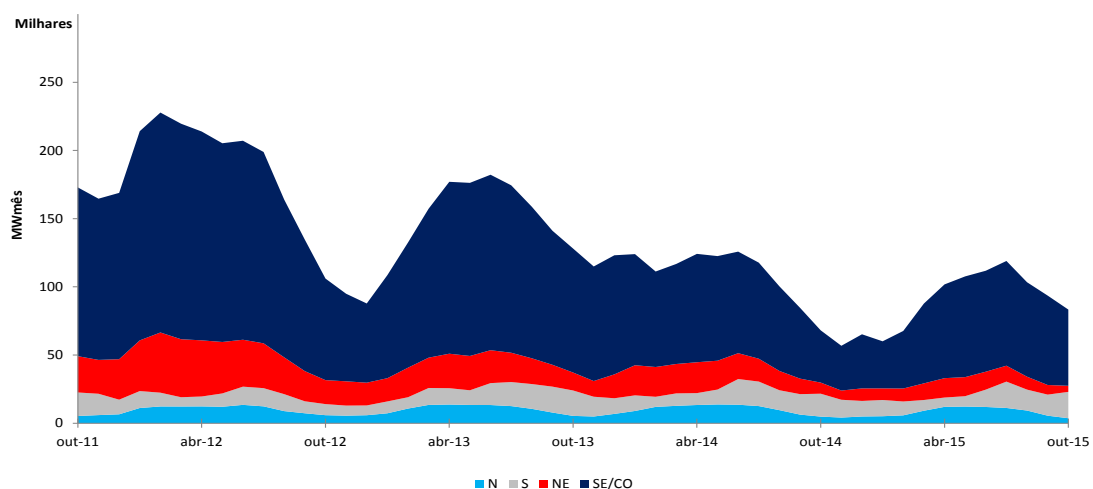
claro desequilíbrio hidrológico. O subsistema SE/CO também reduziu 14,72% o nível de armazenamento e se encontra com 27,55%. Estamos entrando no período úmido do sistema e, dependendo do nível de geração, poderá haver recuperação dos reservatórios do SIN, principalmente de SE/CO. Na comparação anual, houve recuperação de 22,38% muito pela manobra operativa do ONS de recuperação dos reservatórios. O que mais apresentou recuperação foi SE/CO, 45,93%, sendo o segundo o subsistema S 15,13%. NE e N reduziram bastante, 45,35% e 24,70%, respectivamente. O Gráfico 4.1 retrata a curva de armazenamento do SIN.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
SE/CO	55.896,00	27,55%	-14,72%	45,93%	65.543,00	38.303,00
S	19.331,00	96,86%	25,15%	15,13%	15.446,00	16.791,00
NE	4.449,00	8,59%	-36,87%	-45,35%	7.047,00	8.141,00
N	3.664,00	24,36%	-33,80%	-24,70%	5.535,00	4.866,00
Total	83.340,00	28,77%	-10,93%	22,38%	93.571,00	68.101,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

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








Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

A Tabela 4.6 traz o indicador Meses Equivalente de Abastecimento – MEA, que acompanha a tendência da EAR. Porém, o indicador traduz a quantidade de meses que ainda há para atender a carga vigente de acordo com o nível dos reservatórios dos respectivos subsistemas. No total, houve redução de 13,28%, que foi muito influenciado pelos resultados de SE/CO, NE e N, que apresentaram queda de 17,36%, 38,57% e 33,70%, respectivamente. O único que cresceu foi S,

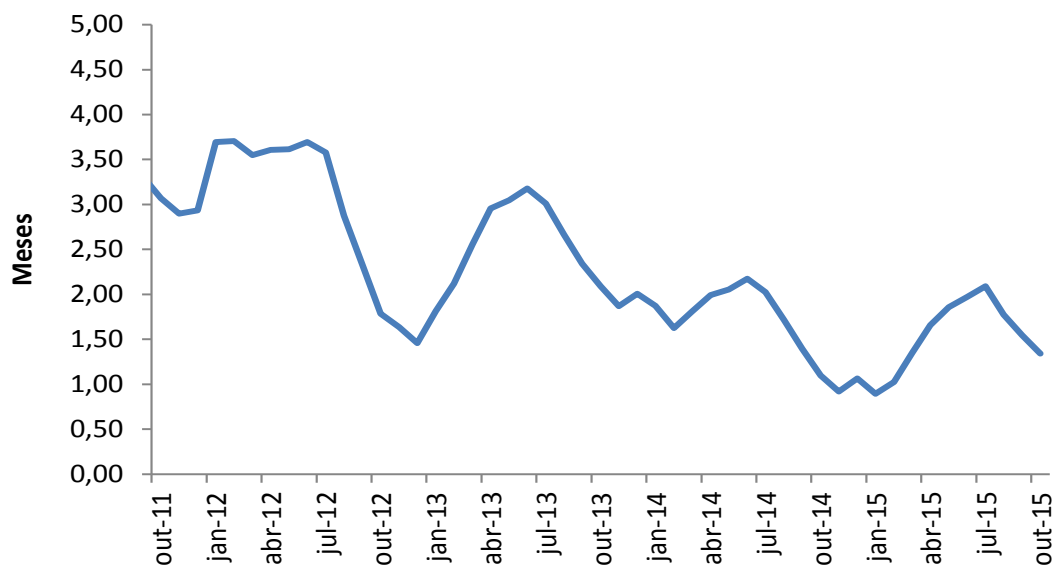
22,16%. O caso mais crítico é o do subsistema NE, que, de acordo com os dados, se não houvesse interligação entre os subsistemas, um nível de precipitação baixo e só dependesse de seus reservatórios, NE teria menos de 15 dias de abastecimento. Cabe ressaltar que o subsistema tem 17% do total da capacidade de armazenamento do SIN e representa importância ímpar para o sistema. O Gráfico 4.2 nos traz a curva de MEA.

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

	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
SE/CO	1,52	-17,36%	46,29%		1,84	1,04
S	1,91	22,16%	19,30%		1,57	1,60
NE	0,45	-38,57%	-46,09%		0,74	0,84
N	0,66	-33,70%	-30,37%		1,00	0,95
Total	1,34	-13,28%	22,19%		1,55	1,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.2: Histórico de MEA



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Mundo Contratual

Oferta

A geração total de energia no mês de setembro foi de 60.906 MWmed, o que representa um aumento mensal de 3,05% e uma queda anual de 0,68%. Os resultados dos últimos meses denotam uma retomada modesta no


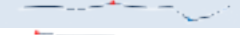







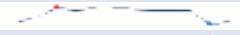





crescimento da geração a partir do segundo semestre de 2015.

A geração por fontes convencionais em setembro teve

um aumento de 4,84% com relação ao mês anterior, mas uma queda de 3,53% com relação ao mesmo mês do ano passado. Este resultado foi influenciado tanto pela geração hidráulica, que teve aumento mensal de 4,18%, provavelmente incentivado pelo aumento da ENA neste mês, e redução anual de 2,73%, quanto pela geração térmica convencional, que teve aumento mensal de 6,92% e redução anual de 5,92%. Todas as fontes térmicas convencionais tiveram aumento mensal (com destaque para o aumento mensal de 12,06% da geração térmica a gás, que foi o maior em termos absolutos), com exceção da nuclear, que teve queda mensal de 13,62%, devido a uma parada programada para manutenção e reabastecimento da usina de Angra 2.

Esse aumento da geração por fontes convencionais, provavelmente foi influenciado pela queda mensal de 6,02% na geração alternativa total. A geração térmica a biomassa tem seu pico de geração mais ou menos entre os meses de abril e outubro, durante o período da colheita da cana de açúcar, e já começou a se reduzir. No mês de setembro, a queda mensal foi de 10,30%, apesar de um aumento anual de 7,81%. A geração eólica também apresentou queda mensal de 8,50%, apesar do aumento anual significativo de 67,49%. Ainda assim, a geração total alternativa teve um aumento de 20,00% na comparação com setembro do ano passado, o que indica uma certa valorização dessas fontes por parte do planejador.

Tabela 4.7: Geração Total por Fonte (MWmed)¹

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
Hidráulica > 30MW	39.020,92	4,18%	-2,73%		37.453,67	40.116,59
Térmica a Gás	7.427,31	12,06%	11,45%		6.628,13	6.664,05
Térmica a Óleo	1.502,21	3,23%	-47,91%		1.455,28	2.883,76
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	524,66	30,43%	-5,12%		402,26	552,96
Térmica a Carvão Mineral	1.803,23	4,77%	17,19%		1.721,12	1.538,67
Térmica Nuclear	1.449,64	-13,62%	-22,35%		1.678,15	1.866,78
Total Térmica Convencional	12.707,06	6,92%	-5,92%		11.884,93	13.506,22
Total Convencional	51.727,97	4,84%	-3,53%		49.338,60	53.622,81
Eólica	3.044,23	-8,50%	67,49%		3.327,08	1.817,59
Hidráulica CGH	68,81	4,86%	15,94%		65,62	59,35
Hidráulica PCH	1.963,77	7,66%	-2,33%		1.824,01	2.010,55
Térmica a Biomassa	3.642,90	-10,30%	7,81%		4.061,18	3.379,08
Total Alternativa	8.719,71	-6,02%	20,00%		9.277,89	7.266,58
Térmica - Outros	458,87	-5,84%	6,15%		487,31	432,29
Total	60.906,56	3,05%	-0,68%		59.103,80	61.321,67

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Demanda

O consumo total de energia elétrica no Brasil em setembro de 2015 foi de 52.362 MWmed, o que representou um aumento mensal de 3,36% e redução anual de 2,85%. Esse resultado foi influenciado pelos resultados dos subsistemas, que apresentaram tendências semelhantes.

Na comparação mensal, o consumo residencial aumentou em 4,47%, provavelmente influenciado

pelos maiores temperaturas, o industrial apresentou um pequeno avanço de 1,84% e o comercial 4,70%. Na comparação anual, todas as classes tiveram redução do consumo, com maior destaque para o setor industrial, que consumiu 1.172 MWmed a menos, uma redução de 5,68%.



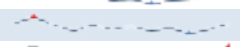

















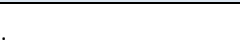








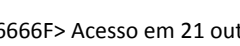
Segundo o Boletim de Carga do ONS², o aumento das tarifas de energia elétrica tem alterado os padrões de

² Operador Nacional do Sistema (ONS). Boletim de Carga Mensal – Setembro/2015.
Disponível em: http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/index.aspx

consumo de energia, o que explica a redução anual do consumo. A Sondagem Industrial do IBRE/FGV³ mostra que o Índice de Confiança da Indústria – ICI caiu 2,9% no mês de análise, passando de 68,0 para 66,0 pontos, atingindo o menor valor da série histórica, que se iniciou em 1995. Já o Nível de Utilização da Capacidade Instalada – NUCI recuou 1,2 pontos percentuais neste mesmo mês, passando de 77,7% para 76,5%, o menor nível desde janeiro de 1993.

O consumo da classe industrial no mercado livre caiu 0,56% na comparação mensal e 4,10% na comparação anual. A maior redução mensal em termos absolutos, foi a do setor de Metalurgia e Produtos de Metal (-3,32%), seguida por Minerais Não Metálicos (-5,33%), Químicos (-1,35), Serviços (-2,57%) e Saneamento (-0,68). Os outros setores apresentaram aumento mensal no consumo para o mesmo período de análise.

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

		set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
Sistemas Isolados	Residencial	240,52	9,52%	3,61%		219,61	232,14
	Industrial	23,69	9,24%	-10,99%		21,69	26,62
	Comercial	95,08	10,04%	2,44%		86,41	92,82
	Outros	116,94	5,85%	-3,44%		110,48	121,11
	Total	476,24	8,68%	0,75%		438,18	472,69
N	Residencial	1.069,38	10,19%	9,38%		970,53	977,70
	Industrial	1.810,74	1,11%	-9,40%		1.790,90	1.998,71
	Comercial	569,19	7,86%	4,27%		527,69	545,87
	Outros	498,31	6,08%	5,31%		469,76	473,18
	Total	3.947,62	5,02%	-1,20%		3.758,88	3.995,46
NE	Residencial	2.538,60	7,45%	1,32%		2.362,62	2.505,53
	Industrial	2.581,04	-3,39%	-8,22%		2.671,56	2.812,19
	Comercial	1.442,74	6,98%	3,16%		1.348,56	1.398,49
	Outros	1.620,72	4,13%	0,42%		1.556,50	1.613,99
	Total	8.183,10	3,07%	-1,77%		7.939,24	8.330,20
SE/CO	Residencial	8.431,61	4,18%	-2,42%		8.093,19	8.641,08
	Industrial	11.483,26	3,49%	-3,85%		11.095,62	11.943,23
	Comercial	6.175,63	4,53%	-1,64%		5.907,74	6.278,55
	Outros	4.613,21	3,40%	-3,05%		4.461,51	4.758,10
	Total	30.703,71	3,88%	-2,90%		29.558,07	31.620,97
S	Residencial	2.163,30	-0,73%	-5,64%		2.179,16	2.292,54
	Industrial	3.580,16	0,93%	-7,50%		3.547,12	3.870,56
	Comercial	1.613,47	2,04%	-2,01%		1.581,22	1.646,59
	Outros	1.694,46	2,25%	1,67%		1.657,19	1.666,59
	Total	9.051,39	0,97%	-4,48%		8.964,69	9.476,28
Total	Residencial	14.443,41	4,47%	-1,40%		13.825,10	14.648,99
	Industrial	19.478,88	1,84%	-5,68%		19.126,89	20.651,31
	Comercial	9.896,12	4,70%	-0,66%		9.451,63	9.962,32
	Outros	8.543,66	3,49%	-1,03%		8.255,44	8.632,97
	Total	52.362,07	3,36%	-2,85%		50.659,05	53.895,59

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

















Industrial: Cativo + Livre

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE

³ IBRE, FGV. Sondagem da Indústria de Transformação. Agosto/2015. Disponível em:

<<http://portalivre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92E5C726666F>> Acesso em 21 out 2015

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

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.701,88	-3,32%	-7,49%		2.794,77	2.920,77
Químicos	1.667,57	-1,35%	13,19%		1.690,38	1.473,32
Minerais Não Metálicos	842,95	-5,33%	-19,67%		890,46	1.049,32
Madeira, Papel e Celulose	940,63	0,64%	-4,08%		934,62	980,63
Manufaturados Diversos	799,29	0,72%	-11,18%		793,55	899,87
Alimentícios	848,46	4,18%	0,76%		814,40	842,08
Veículos	490,21	0,30%	-19,68%		488,74	610,29
Serviços	506,58	-2,57%	-6,73%		519,95	543,15
Extração de Minerais Metálicos	819,00	5,33%	20,36%		777,55	680,43
Têxteis	403,70	1,67%	-11,42%		397,07	455,76
Comércio	225,80	4,27%	-4,16%		216,57	235,62
Transporte	202,40	1,75%	-3,53%		198,91	209,81
Bebidas	133,85	6,28%	2,43%		125,94	130,67
Saneamento	110,61	-0,68%	-10,78%		111,37	123,97
Telecomunicações	102,34	0,77%	1,56%		101,56	100,77
Total Geral	10.795,28	-0,56%	-4,10%		10.855,83	11.256,45

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)



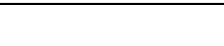
Em setembro, as hidrelétricas participantes do MRE geraram 40.452 MWmed, o que representou 86,9% da sua garantia física. Este foi o melhor resultado do ano. Houve inclusive um aumento anual modesto, de 0,56% e um aumento mensal de 2,46%.

A MP 688, sugerida pela ANEEL como uma solução a questão do GSF, foi aprovada na Câmara dos Deputados. A medida, que transfere o risco hidrológico ao consumidor final e prorroga os contratos/concessões das usinas visando diluir os prejuízos de 2015, ainda precisa ser aprovada no Senado. Para que possa aderir

à repactuação do risco, a empresa deve desistir de suas ações na Justiça que questionem o pagamento do prejuízo acumulado no ano. Por conta das liminares que estão em tramitação, a CCEE suspendeu a liquidação de setembro, que não tem data para ser retomada.

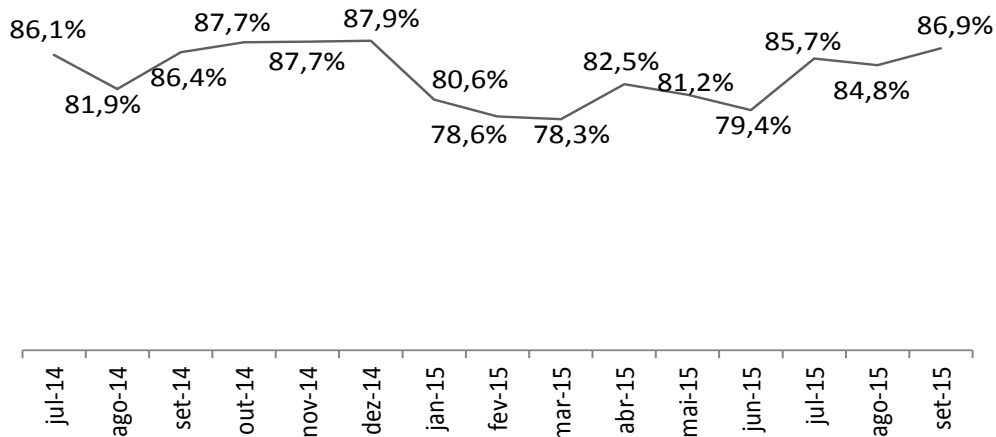
Os agentes reconhecem alguns pontos positivos na MP 688, porém reforçam que deve haver algum tipo de reestruturação do modelo do setor elétrico, de modo a adequá-lo à nova realidade da matriz elétrica brasileira, que inclui uma maior inserção de fontes intermitentes.

Tabela 4.10: Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

	set-15	set-15/ago-15	set-15/set-14	Tendências 12 meses	ago-15	set-14
Energia Gerada (MW med)	40.452,81	4,35%	-3,36%		38.766,81	41.860,21
Garantia Física (MW med)	46.534,72	1,84%	-3,90%		45.693,40	48.423,80
Geração/Garantia Física	0,869	2,46%	0,56%		0,848	0,864

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Geração/Garantia Física no MRE



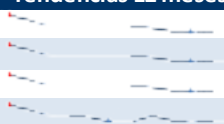



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

No mês de outubro, o PLD médio mensal teve queda em todos os submercados, tanto na comparação anual, quanto na comparação mensal. Neste mês, houve aumento da ENA (Tabela 4.1) em todo o SIN, o que provavelmente incentivou a queda dos preços, assim como uma revisão da previsão das afluições de novembro, que devem ser maiores do que o esperado anteriormente.

A redução anual considerável se deve à redução do PLDmáx de R\$ 822,83/MWh em 2014 para R\$ 388,38/MWh em 2015. A queda mensal do preço em N e NE foi menos expressiva do que nos outros submercados, pois na última semana de outubro tiveram um aumento de 18% no PLD semanal em função da queda de expectativa das afluições, com decréscimos de 200 e 100 MWmed, respectivamente.

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

	out-15	out-15/set-15	out-15/out-14	Tendências 12 meses	set-15	out-14
SE/CO	212,32	-7,24%	-75,14%		228,90	854,02
S	203,72	-11,00%	-74,67%		228,90	804,16
NE	218,92	-4,36%	-74,37%		228,90	854,02
N	218,92	-4,36%	-74,37%		228,90	854,02

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tarifas de Energia Elétrica

As permissionárias (cooperativas que atuam na eletrificação rural) Cerim e Cermc, que atuam no estado de SP, tiveram reajustes de 31,86% e 30,65% respectivamente, válido a partir de 30 de outubro de 2015.

A concessionária Boa Vista Energia S/A, que atua em RR, teve um reajuste de 43,65% para a alta tensão e 40,33% para a baixa tensão, totalizando uma média ponderada de 41,52%. A Amazonas Distribuidora de Energia S/A, que atua no estado do AM, teve aumento de 42,55%

para a alta tensão e 39,10% para a baixa tensão, totalizando em um aumento médio de 40,54% nas tarifas. O aumento dos custos com a compra de energia foi o principal fator que influenciou o grande aumento nas tarifas dessas distribuidoras.

A Light Serviços de Eletricidade S/A, que atende a 31

municípios do estado do Rio de Janeiro, teve aumento de 15,94% para a alta tensão e 17,21% para a baixa tensão, totalizando um aumento médio de 16,78%.

Os próximos reajustes a serem implementados ainda em 2015 estão listados na Tabela 4.13.

Tabela 4.12: Reajuste Tarifário (Variação % Média)

Sigla	Concessionária	Estado	Reajuste	Vigência
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	41,52%	01/11/2015 a 31/10/2016
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	AM	40,54%	01/11/2015 a 31/10/2016
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A.	RJ	16,78%	07/11/2015 a 06/11/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.13: Revisão Tarifária Periódica

Sigla	Concessionária	Estado	Data
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	30/nov
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	RO	30/nov
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	30/nov
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	14/dez

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Leilões


O 2º Leilão de Energia de Reserva de 2015, foi realizado no dia 13 de novembro e resultou na contratação de 929,34 MW de potência solar e 548,2 MW de potência eólica. A primeira fase deste leilão eliminou empreendimentos em função dos limites de escoamento da energia na rede de transmissão local. Foram contratados 33 empreendimentos solares, totalizando 262 MWmed de Garantia Física, a um preço médio de R\$ 297,74/MWh, o que representou um deságio médio de 21,8% para essa fonte. Da fonte eólica, foram contratados 20 empreendimentos, que somaram 284,8 MWmed de Garantia Física, a um preço médio de R\$ 203,45/MWh, com um deságio médio de 4,48%. A contratação da energia eólica foi considerada abaixo do esperado, provavelmente por conta da limitação na transmissão.

O Leilão de Transmissão nº 005/2015, o terceiro do tipo realizado no ano, aconteceu no dia 18 de novembro e resultou na contratação de apenas 4 dos 12 lotes ofertados, sem disputas em nenhum dos lotes. Dos

lotes arrematados, em apenas 1 houve deságio: o lote G, arrematado pela Planova Planejamento e Construções com um deságio de 6,14% da Receita Anual Permitida Máxima – RAP. O Consórcio TCL (formado por Cymi Holding, Lintran do Brasil e Brookfield) arrematou o lote A, o maior do certame, com 1.040km de extensão. A Copel GT arrematou o lote E e o Consórcio Firminópolis (formado por Cel Engenharia e Celg GT) arrematou o lote L.

O Leilão de Concessão foi adiado novamente e será realizado em 25 de novembro. O governo pretende arrecadar R\$17 bilhões em bônus de outorgas das usinas hidrelétricas com concessões vencidas, conduta criticada por alguns deputados, pois as usinas já estão com investimentos amortizados e essa cobrança irá causar um aumento do preço da energia, que será repassado ao consumidor.

O Leilão A-1, marcado para 11 de dezembro, visa

A close-up photograph of a hand holding a glowing, blue, wireframe structure that resembles a complex network or a piece of technology. The background is a soft, out-of-focus light blue.

contratar energia elétrica de empreendimentos existentes, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2016. O preço-teto na modalidade quantidade foi fixado em R\$ 149/MWh, e o contrato será de 3 anos.

Na modalidade disponibilidade, o preço-teto será de R\$ 112/MWh para contratos de 5 anos, R\$ 137/MWh para contratos de 3 anos e R\$ 167/MWh para contratos de 1 ano.

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, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		12/06/2015
	Disponibilização do pacote de dados técnicos ¹		12/06/2015
	Prazo final para contribuições ao pré-edital e à minuta do contrato de concessão e término da consulta pública		02/07/2015
	Audiência pública (cidade do Rio de Janeiro)		09/07/2015
	Publicação do edital e do modelo do contrato de concessão		06/08/2015
	Fim do prazo para preenchimento do formulário de inscrição, entrega dos documentos de inscrição e pagamento da taxa de participação		11/08/2015
	Seminário técnico-ambiental		19/08/2015
	Seminário jurídico-fiscal		20/08/2015
	Data-limite para apresentação das garantias de oferta		23/09/2015
	Sessão pública de apresentação das ofertas		07/10/2015
	Prazo para entrega dos documentos de qualificação (licitante vencedora e afiliada indicada para assinar o contrato de concessão) ²		08/10 a 13/10/2015
Adjudicação do objeto e homologação da licitação		12/10/2015	
Prazo para entrega dos documentos de assinatura dos contratos de concessão ³		11/12 a 15/12/2015	
Prazo para pagamento do bônus de assinatura		11/12 a 15/12/2015	
Assinatura dos contratos de concessão		23/12/2015	
Setor Elétrico (Leilões do ACR)	Objeto	2º Leilão de Energia de Reserva	
	Descrição	Serão negociados Contratos de Energia de Reserva (CER), na modalidade por quantidade de energia, para empreendimentos de geração a partir da fonte solar fotovoltaica e eólica. O início de suprimento de energia elétrica será em 1º de novembro de 2018 e o prazo de suprimento será de vinte anos.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		14/10/2015
	Realização		13/11/2015
	Objeto	Leilão de Transmissão de Energia Elétrica 005/2015	
	Descrição	Licitação para a concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, montagem, operação e manutenção das instalações de transmissão do sistema interligado nacional.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		07/10/2015
	Realização		18/11/2015
	Objeto	Leilão de Concessão de Usinas Hidrelétricas	
	Descrição	Contratação de concessões de usinas hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física e de potência.	
	Etapas		Data
	Publicação do Edital		07/10/2015
	Realização		25/11/2015 (previsto)
	Objeto	Leilão A-1	
	Descrição	Compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, na modalidade disponibilidade para fonte termelétrica, inclusive biomassa, e na modalidade quantidade para outras fontes. O início de suprimento em 1º de janeiro de 2016.	
Etapas		Data	
Publicação do Edital		11/11/2015	
Realização		11/12/2015 (previsto)	
Objeto	Leilão de Energia Nova A-5		
Descrição	Serão negociados empreendimentos hidrelétricos na modalidade por quantidade e empreendimentos de geração a partir de termelétricas a biomassa, gás e carvão e eólicas na modalidade por disponibilidade.		
Etapas		Data	
Publicação do Edital		Não divulgado	
Realização		05/02/2016 (previsto)	

Setor Elétrico (Audiências Públicas)	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 020/2015	
	Descrição	Obter subsídios por parte de diversos agentes do setor e da sociedade em geral relativos à proposta de aprimoramento dos Procedimentos de Rede, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 16/04/2015 a 07/08/2015	
	2ª Fase	De 22/10/2015 a 19/02/2016	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 062/2015	
	Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da metodologia de revisão tarifária periódica das permissionárias de distribuição de energia elétrica.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 21/10/2015 a 06/01/2016	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 064/2015	
	Descrição	Obter subsídios para o aperfeiçoamento de Resolução Normativa que estabelece critérios e parâmetros para a atuação da CCEE no monitoramento da atividade dos agentes do mercado de energia elétrica.	
	Etapas	Prazo para recebimento de contribuições	
	1ª Fase	De 21/10/2015 a 20/11/2015	
	Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 065/2015	
	Descrição	Obter subsídios para a emissão de regulamentação conjunta entre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Agência Nacional de Águas - ANA com vistas ao fornecimento de informações sobre o consumo de energia elétrica de unidades consumidoras associadas à irrigação e aquicultura para fins de aprimoramento da gestão de recursos hídricos.	
Etapas	Prazo para recebimento de contribuições		
1ª Fase	De 04/11/2015 a 04/01/2016		
Objeto	ANEEL - Audiência Pública nº 074/2015		
Descrição	Obter subsídios para o aprimoramento da Resolução Normativa nº 631/2014, que estabelece os critérios e procedimentos para revisão da alocação de cotas de garantia física e de potência das usinas hidrelétricas enquadradas na Lei nº 12.783/2013 às concessionárias de distribuição.		
Etapas	Prazo para recebimento de contribuições		
1ª Fase	De 19/11/2015 a 18/12/2015		



FGV ENERGIA

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

Mantenedores:

