



BOLETIM

DESTAQUE

**Racionalizar é preciso,
desperdiçar não é preciso.**

OPINIÃO

Professor Marcio Cataldi

04

Abril | 2015

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação de Pesquisa
Lavinia Hollanda

Pesquisadores

Bruno Moreno Rodrigo de Freitas
Camilla Chaves de Oliveira
Camilo Poppe de Figueiredo Muñoz
Felipe Castor Cordeiro de Sousa
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

Racionalizar é preciso, desperdiçar não é preciso.	3
Opinião	6
Prof. Marcio Cataldi - O impacto de variáveis climáticas na operação do SIN - estado da arte e reflexões	6
Petróleo	9
Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo	9
Derivados do Petróleo	12
Gás Natural	14
Produção e Importação	14
Consumo	15
Preços	16
Setor Elétrico	18
Disponibilidade	18
Oferta	19
Intercâmbio de Energia Elétrica	20
Estoque	21
Demanda	22
Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	24
Tarifas de Energia Elétrica	25
Fontes Renováveis	27
Geração e Participação na Matriz Elétrica	27

Racionalizar é preciso, desperdiçar não é preciso¹.

A região sudeste vem passando por dificuldades no abastecimento público de água, principalmente o estado de São Paulo. Os índices pluviométricos no verão, que corresponde ao período úmido para as bacias hidrográficas da região, ficaram abaixo do esperado desde 2012, culminando em um cenário alarmante no ano passado, cujas repercussões perduram até os dias atuais. O regime de chuvas apresentou resultados piores que o ano de 1953, período conhecido como o pior do histórico de chuvas e que estudiosos do setor conhecem bem. Esse cenário obrigou os governantes a adotar medidas para mitigar os impactos, tais como taxaço extra pelo aumento exacerbado do consumo de água e prêmios por reduções de consumo, além de punições àqueles que usassem a água inapropriadamente.

Os desdobramentos dessa crise foram além do estado. Existe uma interdependência entre os usuários de um curso d'água que se localizam na mesma bacia. Sistemas de captação posicionados a jusante são diretamente impactados com a operação de sistemas a montante. Em outras palavras, se há uma maior captação num trecho mais acima do rio, este tem sua vazão reduzida, o que impacta os usuários de um trecho posterior. Assim sucedeu o cenário citado no primeiro parágrafo. Os governos dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo entraram em um embate quando o governo de São Paulo entrou com pedido de redução da vazão do Rio Paraíba do Sul para atenuar os impactos da seca e recompor alguns de seus mananciais. Em determinado ponto do Paraíba do Sul, há a transposição de um volume significativo de água para o Rio Guandu, sendo este responsável pelo abastecimento público da cidade do Rio de Janeiro. A Agência Nacional de Águas – ANA concedeu tal redução, acarretando em alguns impactos a jusante.

Arelado a isso, tivemos também certa adversidade no setor elétrico. Segundo o último Balanço Energético Nacional-BEN 2014, a oferta interna de energia elétrica a partir da fonte hidráulica foi de aproximadamente

70%. Temos o Sistema Interligado Nacional – SIN, majoritariamente, dependente dos nossos recursos hídricos. O preço da energia elétrica, no mercado de curto prazo (*spot*) é baseado, minimamente, na disponibilidade de água nos reservatórios do SIN e na previsão de chuvas da semana seguinte. A operação do despacho hidrelétrico ao longo do ano é realizada de acordo com as expectativas de chuva quando o período úmido retorna, sendo este, aproximadamente, do início de dezembro até o final de março, na maioria das bacias do SIN. Na verdade, no início de 2014, ao final do período úmido, os reservatórios do SIN já estavam em níveis considerados críticos comparados com os anteriores². Com um regime de chuvas bem aquém de suas Médias de Longo Termo – MLT, os preços da energia elétrica dispararam no mercado de curto prazo. Devido à exposição involuntária de muitas distribuidoras, por causa de algumas mudanças de regras do setor, as concessionárias de distribuição tiveram que adquirir essa energia no *spot* resultando em aumentos expressivos das tarifas de energia elétrica, verificados nos dias atuais.

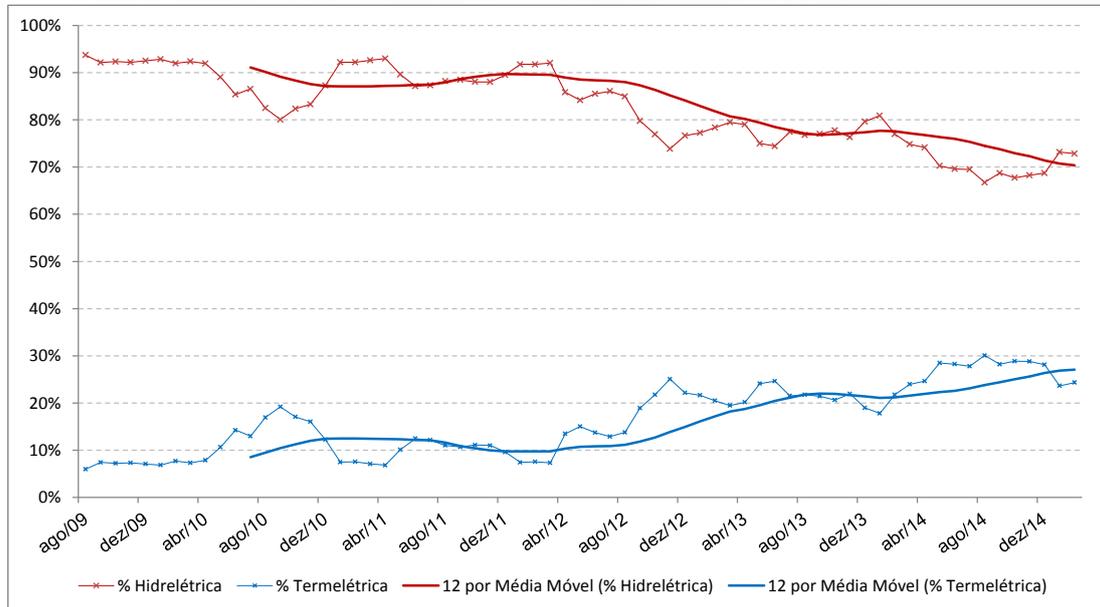
A situação de crise foi sentida. A chuva que não se mostrava presente alarmava críticos do setor e a palavra racionamento foi mencionada diversas vezes nos noticiários. Atualmente, a operação do SIN visa a recuperação dos níveis de seus reservatórios na tentativa de trazer maior confiabilidade ao SIN e afastar de vez o risco. Todavia, como o SIN é majoritariamente hidrotérmico, se não há geração hidráulica, o despacho térmico é acionado para suprir a demanda. Sendo a geração hidráulica uma das mais baratas possíveis, quando há o aumento do despacho de outras fontes de energia, por apresentarem preços mais elevados, aumenta-se também os custos da operação do SIN como um todo, sendo repassado ao consumidor posteriormente³. As térmicas que inicialmente eram um backup para o sistema, estão passando a ser despachadas na base. No gráfico a seguir é possível acompanhar o despacho hidrotérmico nos últimos meses.

¹ 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, Camilla Chaves de Oliveira, Felipe Castor Cordeiro de Sousa, Manuella Bessa-da Lion, Monica Coelho Varejão, Patrícia Vargas de Oliveira, Rafael da Costa Nogueira e Renata Hamilton de Ruiz.

² Acompanhe o Gráfico 4.2 na parte do setor elétrico.

³ Estima-se que mais de R\$ 26 bilhões gastos com a geração térmica serão repassados para os consumidores até 2017 através de aumentos nas contas de luz.

Gráfico 1.1: Participação Percentual na Geração de Energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Acompanhamos até agora duas situações que reproduziram cenários desfavoráveis. Isso acontece, pois foram citados dois dos múltiplos usos dos recursos hídricos terrestres e que mais estiveram na mídia ultimamente. Tais cenários são as multifaces de um problema comum, a desvalorização da água e da energia. Será que foi, somente, a falta de chuvas que originou toda essa problemática? Infelizmente, não. Estima-se que mais de 10% da energia consumida em 2014 foi desperdiçada de alguma forma. O custo referente a essa perda ultrapassa os R\$12 bilhões⁴, dos quais metade corresponde a perdas geradas por consumidores residenciais e o restante se divide entre indústria, comércio, serviços e órgãos públicos, devido à falta de hábitos como apagar a luz ao sair de um cômodo, uso de equipamentos ineficientes, como lâmpadas incandescentes ao invés de LED, ou motores industriais antigos que consomem 40% a mais de energia que os modelos mais recentes.

Além do desperdício do consumidor, existem também as perdas técnicas na distribuição, que foram estimadas

pela ANEEL em 7,5% no ano de 2013, causadas por uma rede de distribuição antiquada. Além disso, as perdas não técnicas, que abarcam as perdas por furto, também são altas e representaram 6% da energia gerada neste mesmo ano, o que totalizou numa perda total média de 13,5% de toda a energia gerada no país em 2013⁵.

Mais alarmantes do que as perdas de energia são as perdas de água no país. É comum que ocorram perdas na distribuição de água, porém estas devem ser minimizadas. No Japão essas perdas representam 3% do total, e na Alemanha 7%. Já no Brasil, segundo o SNIS⁶, 37% de toda a água tratada disponibilizada para distribuição é perdida antes de chegar ao consumidor. São divididas entre perdas físicas, que acontecem devido a vazamentos no sistema de distribuição, e perdas aparentes, que estão relacionadas a volumes de água que foram consumidos, porém não foram devidamente medidos e cobrados pela distribuidora e podem ser resultado de ligações clandestinas ou erros de medição.

⁴ Dados da ABESCO apresentados pela Folha de São Paulo em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/02/1586778-desperdicio-consume-10-da-energia-eletrica-no-pais-diz-associacao.shtml> Acesso em 13/04/2015.

⁵ Segundo reportagem do Jornal O Globo: <http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/perda-de-energia-pode-ser-maior-que-estimado-15600255> Acesso em 14/04/2015.

⁶ SNIS (Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento), Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgoto, 2013.



Como um exemplo disso, o estado do Rio de Janeiro apresenta o maior consumo per capita de água no país (253,1 litros por habitante por dia), mais do que o dobro recomendado pela Organização Mundial de Saúde e muito acima da média brasileira (166,3 litros por habitante por dia). Esse valor pode ser explicado por alguns fatores:

- i. A principal empresa responsável pelo abastecimento público de água no estado tem um índice de hidrometração inferior a 60%. Isso significa que muitas residências não têm controle do seu consumo de água. Nesses casos, a cobrança pelo uso da água é feita através de uma estimativa e, por mais que o usuário reduza seu consumo, ele não sentirá esta redução na sua conta de água. A cobrança indevida acaba incentivando o uso inconsciente.
- ii. Muitos prédios no estado, apesar de possuírem hidrômetros na tubulação que leva a água da rede para a caixa d'água comum do prédio, não possuem um sistema de medição individual para cada apartamento. Isso significa que cada usuário não tem consciência de seu consumo individual, o que também desencoraja a economia de água.
- iii. No estado do RJ, as perdas de água na distribuição chegam a 30,8%, valor que, apesar de inferior à média brasileira, continua sendo muito alto, e representa um desperdício de 30 mil litros por habitante por ano.

Contabilizando, estima-se que são perdidos mais de 4,5 trilhões de litros de água tratada todos os anos em todo o Brasil⁷.

Devido a ausência de água nos reservatórios, a geração térmica quase quadruplicou em 3 anos⁸ e com o aumento de preços, espera-se uma redução de 0,5% no consumo de energia em 2015. A ANEEL está incentivando o consumo consciente da energia e a troca por equipamentos mais eficientes nas residências, como lâmpadas LED e eletrodomésticos que possuam o selo PROCEL, e foi lançada uma Portaria do Ministério do Planejamento visando combater o desperdício de energia nos prédios públicos.

Deve-se aproveitar essa situação de crise para se propor mudanças que perdurem a longo prazo. Usinas térmicas estão sendo construídas no Sudeste para suprir a falta de energia, mas é possível que com melhor planejamento e melhoria dos sistemas de distribuição de água e energia, essas novas usinas se tornassem desnecessárias. Todos os setores do país deveriam fazer um esforço comum no sentido de reduzir o desperdício de recursos e prezar por um aumento na eficiência, tanto na distribuição, quanto no consumo. Economizar energia e promover a eficiência energética vem se tornando uma tendência mundial, e ainda requer grandes esforços para tornar-se uma realidade no Brasil. Já no âmbito da água, as elevadas perdas registradas podem passar mais despercebidas pelo consumidor e a sociedade em geral, no entanto poupar água também é economizar energia, e nesse sentido a redução de perdas precisa ser incentivada tanto em âmbito hídrico quanto no setor elétrico.

⁷ Esse volume é o equivalente a quatro vezes o volume do sistema Cantareira, responsável pelo abastecimento de 10 milhões de pessoas no estado de São Paulo.

⁸ 4.252 MW médios em jan/2012 versus 15.771 MW médios em jan/2015, segundo dados da CCEE.

OPINIÃO

O impacto de variáveis climáticas na operação do SIN - estado da arte e reflexões

Professor Marcio Cataldi

Após a grande ausência atípica de precipitação observada nos últimos dois verões, o Ministério Público Federal decide pedir esclarecimentos a “São Pedro” sobre este episódio anômalo, o qual vem trazendo tantos prejuízos à captação de água para consumo humano e à geração de energia elétrica”. Esta poderia muito bem ser a capa de alguns dos nossos jornais de maior circulação nos dias atuais. Mas, até onde “São Pedro” deveria dar explicações? O quão “inédito” é este episódio na história moderna da humanidade (desde que fazemos medições)? Já seria uma assinatura de eventuais mudanças no clima? A culpa seria do desmatamento da Amazônia? Será que essas anomalias negativas de precipitação e de vazão poderiam ser previstas com alguma antecedência? Será que deixou de ser vantajoso termos uma matriz energética majoritariamente hidroelétrica?

Vamos lá! Quanto ao ineditismo e às mudanças climáticas, podemos começar refletindo sobre outro conceito não menos importante: a variabilidade natural do clima. Já imaginaram se a média de precipitação e de temperatura no Rio de Janeiro de todos os meses de janeiro fosse sempre a mesma? Não seria um tédio? Sim, o clima possui uma variabilidade natural que nos permite, por exemplo, em uma dada região, termos janeiros mais quentes e chuvosos em um ano e mais frios e secos em outro. Portanto, o que precisamos saber é se nesses dois últimos verões observamos os períodos mais secos nas bacias do sudeste desde que possuímos registros. Bem, fizemos essa análise no Departamento de Engenharia Agrícola e do Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense - UFF e verificamos que os dois últimos verões estão entre os mais secos da história, mas não são os mais secos

em todas as bacias. Nos anos de 1953 e 1971, algumas bacias tiveram vazões tão baixas, ou muito próximas, às observadas nesses últimos dois anos.

Mas, isso então descarta a hipótese de estarmos vivenciando uma mudança climática? Não necessariamente. Caso esses períodos extremos de seca ou de cheia passem a ser cada vez mais frequentes, poderemos ter um indício de que a variabilidade natural do clima está mudando, e isso pode nos levar a um novo patamar climático, trazendo novos paradigmas em relação à geração de energia. Desta forma, precisamos estar preparados para discuti-los e entendê-los.

E o desmatamento da Amazônia? Onde ele entra nisso tudo? O desmatamento deve sempre ser combatido, pelos mais variados motivos. A umidade proveniente da região amazônica, a qual possui uma grande importância na configuração e manutenção da Zona de Convergência do Atlântico Sul - ZCAS esteve, sim, presente na atmosfera nestes dois últimos verões. Até porque a umidade da floresta amazônica se soma àquela trazida do oceano Atlântico pelos ventos alísios, os quais também continuam com o seu predomínio de leste normalmente. O que ocorreu é que os mecanismos de circulação atmosférica que transportam essa umidade para a região Sudeste, e que dão o “gatilho” para a configuração da ZCAS, não “funcionaram”. E, sem a presença da ZCAS, a precipitação no Sudeste durante o verão fica bastante comprometida. Com a pouca presença de frentes frias na América do Sul, diferentes sistemas que normalmente já atuam como bloqueio aqui na região sudeste, mas que são “combatidos” pelas frentes frias, se intensificaram e ampliaram a sua área de atuação, levando a um efeito cascata, impedindo



que as outras poucas frentes que chegavam na América do Sul conseguissem atingir a região sudeste. Sem a presença das frentes frias e com a atuação prolongada dos sistemas de bloqueio, o “gatilho” que inicia esse transporte da umidade da região amazônica para a região sudeste não ocorreu, confinando esta umidade nos estados do Acre e Rondônia, os quais registraram as maiores cheias históricas de seus principais rios, exatamente nos dois últimos verões.

Ou seja, a umidade da Amazônia estava na atmosfera, mas não veio para o Sudeste e assim auxiliou fortemente para que a precipitação castigasse esses dois estados. E isso tudo não seria previsível, pelo menos, com alguns poucos meses de antecedência? Hoje o Brasil evoluiu bastante na previsão do tempo, a qual está associada com um horizonte de algumas horas até 15 dias. Esta realidade é resultado de um enorme esforço de poucos, mas brilhantes, pesquisadores que se dedicam arduamente na implementação, adaptação e aperfeiçoamento de modelos numéricos de previsão de tempo em diferentes Instituições de Pesquisa e Ensino. Porém, os modelos matemáticos de previsão, tanto de tempo, quanto de clima - modelos de clima atuando no horizonte de um mês até dezenas de anos - não são elaborados no Brasil. Algumas vezes eles têm seus códigos originais reescritos e adaptados aqui no país, porém é necessário muito mais do que isso para que tenhamos modelos numéricos capazes de auxiliar na antecipação da ocorrência deste tipo de evento. A previsão de consenso, elaborada pelos órgãos oficiais de meteorologia do Brasil, digamos assim, se mostrou, nos últimos anos, totalmente inadequada e ineficiente para prever anomalias de precipitação na região sudeste, onde sempre ficava estabelecido que os modelos não possuíam “skill” (habilidade) para arriscar alguma previsão para esta região.

Mas o que acontece nos outros países que também necessitam de previsões climáticas, assim como o Brasil? O caminho adotado pelos órgãos de meteorologia e de pesquisa desses países se foca na formação de equipes grandes, multidisciplinares, capazes de construir códigos computacionais complexos, envolvendo as diferentes vertentes do sistema climático, como

atmosfera, criosfera, litosfera e hidrosfera. Além disso, são realizadas campanhas de medições que possibilitam a inferência local do valor de algumas constantes adotadas nos modelos, as quais são essenciais para o seu bom desempenho. É importante ressaltar que um modelo responsável por ótimas previsões para o Sul do Brasil, por exemplo, pode ser uma catástrofe para a região Nordeste. No Brasil as iniciativas de se trabalhar com modelos climáticos de tecnologia de vanguarda ainda são muito poucas e pontuais, não existem centros dispostos a reunir um grande número de pesquisadores, de diferentes instituições, e que possam trabalhar juntos em um projeto de modelagem climática adaptada ao país, mesmo que seja a partir de modelos desenvolvidos em outros países, desde que estejam na vanguarda do conhecimento. Na verdade, talvez nem tenhamos ainda um número suficiente de pesquisadores nesta área no Brasil para tal façanha.

Então, será que nos associarmos a grupos já consolidados de outros países para elaborar esta tarefa não seria uma alternativa? Com certeza a previsão climática em um país cuja matriz energética é majoritariamente hidroelétrica, de dimensões continentais, e que possui um sistema interligado, deveria ser uma grande prioridade nas decisões estratégicas de desenvolvimento científico e tecnológico. Sendo que o investimento nas previsões climáticas passa necessariamente pelo investimento na modelagem numérica de todo o sistema climático (oceano, tipo e uso do solo, concentração de gelo e interferência humana). Caso isso não seja feito, realmente corremos o risco de termos cada vez mais dificuldades em lidar com a nossa matriz energética, trabalhando com reservatórios próximos do seu limite mínimo de geração, desgastando ao máximo o maquinário de geração termoelétrica, elevando os custos de geração, transmissão e distribuição de energia, além de lidar com uma matriz energética cada vez mais suja.

Então, será que os esclarecimentos de “São Pedro” o levarão a uma condenação? Ele será obrigado a trabalhar sempre com uma variabilidade mínima do clima, associada, por exemplo, com a média mais ou menos meio desvio padrão? Sem nunca poder visitar



a “cauda da distribuição”, digamos assim? Só assim mesmo para conseguirmos ter uma eficiência máxima no nosso planejamento, minimizando os riscos, pois assim saberíamos sempre quanto choverá e qual vai ser a vazão futura. Mas a natureza nunca agiu assim, será que convenceríamos “São Pedro” disso?

Penso que precisamos ter ciência de que a utilização ótima da nossa matriz hidroelétrica carece de investimentos e de iniciativas cada vez mais amplas e mais sérias no entendimento da variabilidade do clima - e também, é claro, na transformação das anomalias de chuva em anomalias de vazão. Precisamos, cada vez mais, entender da interferência do clima no tempo. Ou seja, não adianta mais saber que, quando chegar uma frente fria, choverá, e acertar o dia em que ela chega. Temos que saber por que elas chegam mais fortes ou mais fracas, o motivo pelo qual não chegam até alguma determinada latitude, como a sua frequência e amplitude vão variar etc.

Um exemplo claro deste entendimento passa pelo que mudou no sistema climático entre janeiro e março deste ano, por exemplo, quando observamos a inversão no sinal das anomalias de precipitação em algumas bacias da região Sudeste. Tenho meus palpites sobre isso,

assim como outros pesquisadores devem ter os seus, mas precisamos agora buscar evidências climáticas, com embasamento científico, para que possamos trabalhar juntos na previsão deste tipo de evento climático extremo, caso ele volte a ocorrer, assim como na de qualquer outra anomalia significativa do sistema climático. Afinal, os eventos de precipitação intensa ou extrema também ocasionam muitos prejuízos e perdas de vidas humanas aqui no Brasil.

Precisamos evoluir muito no entendimento das relações entre o clima e o tempo, a partir de mecanismos que conhecemos como teleconexões, que são capazes de nos trazer uma influência remota do clima até o local onde estamos, podendo esta teleconexão estar associada com algum vizinho próximo, como o Atlântico Sul ou o Pacífico Sul, ou a vizinhos mais distantes, como o Pacífico Equatorial e a Groenlândia, por exemplo.

Concluo esta breve explanação torcendo para que “São Pedro” não tenha ficado realmente irritado com a intimação virtual, de modo que ele não queira, cada vez mais, nos proporcionar extremos climáticos, já que, infelizmente, ainda não estamos e nem estaremos, no curto prazo, preparados a lidar com eles.

Professor Marcio Cataldi possui graduação em Meteorologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1999), Mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2002) e Doutorado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2008). Trabalhou cerca de 13 anos no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, sendo de 2001 a 2004 como pessoa Jurídica e de 2004 a 2013 como funcionário contratado, chegando ao cargo de Meteorologista Sênior. Atualmente, é Professor Adjunto do Curso de Engenharia de Recursos Hídricos e Meio Ambiente da Universidade Federal Fluminense. Suas principais áreas de atuação estão ligadas a modelagem atmosférica e hidrológica, tanto na escala de tempo quanto de clima, energia e meio ambiente, turbulência, camada limite atmosférica e interação oceano-atmosfera. Possui diversas publicações em periódicos e congressos de renome do setor.

Petróleo

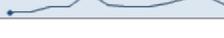
Patrícia Vargas

Produção, Consumo e Saldo Comercial do Petróleo.

O mês de fevereiro apresentou queda de 11,07% da produção em relação ao mês anterior, mas um aumento de 16,35% em relação ao mesmo mês do ano passado. Mesmo considerando que fevereiro tem apenas 28 dias, a produção de 2.431 mil bbl/dia em fevereiro foi inferior a de janeiro, de 2.469 mil bbl/dia (Tabela 2.1).

486,62%. Na comparação anual as importações se reduziram em 6,11%. No mesmo sentido, as exportações se reduziram em 25,91% em fevereiro, mas aumentaram 88,45% em relação ao mesmo mês de 2014. Assim, o saldo da balança de petróleo ficou em 4,53 milhões de barris, representando uma queda frente

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

Agregado	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendência 12 meses	jan-15	fev-14
Produção	68.077.949	-11,07%	16,35%		76.553.413	58.511.548
Consumo Interno	52.171.834	-9,69%	-6,47%		57.767.002	55.782.132
Importação	12.860.697	486,62%	-6,11%		2.192.342	13.698.138
Exportação	17.393.312	-25,91%	88,45%		23.476.563	9.229.781

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

De acordo com a ANP, o grau API médio do petróleo produzido em fevereiro foi de aproximadamente 24,7, sendo 9% da produção óleo leve ($\geq 31^\circ$ API), 57% óleo médio (≥ 22 API e < 31 API) e 34% óleo pesado (< 22 API), segundo a classificação da Portaria ANP nº 09/2000.

Os cinco maiores campos produtores de petróleo em fevereiro foram Roncador (9,5Mmbbl), Lula (7,5Mmbbl), Jubarte (5,2Mmbbl), Marlim Sul (5Mmbbl) e Marlim (5Mmbbl), todos da Petrobras. Em janeiro de 2015 Marlim ocupava a terceira posição, Jubarte a quarta e Marlim Sul a quinta. Além da Petrobras, os campos de Peregrino da Statoil (8º maior produtor), Argonauta da Shell (16º) e Frade da Chevron (18º) produziram respectivamente 2,4 Mmbbl, 0,9Mmbbl e 0,7 Mmbbl.

O consumo interno de petróleo, medido pelo volume de petróleo processado nas refinarias nacionais, continuou reduzindo no mês de fevereiro e apresentou queda de 9,69% em comparação com janeiro de 2015, e de 6,47% em comparação com fevereiro de 2014.

A queda da produção impactou nas contas externas do petróleo. Apesar da redução do volume de refino verificada em fevereiro, as importações aumentaram consideravelmente em relação a janeiro de 2015:

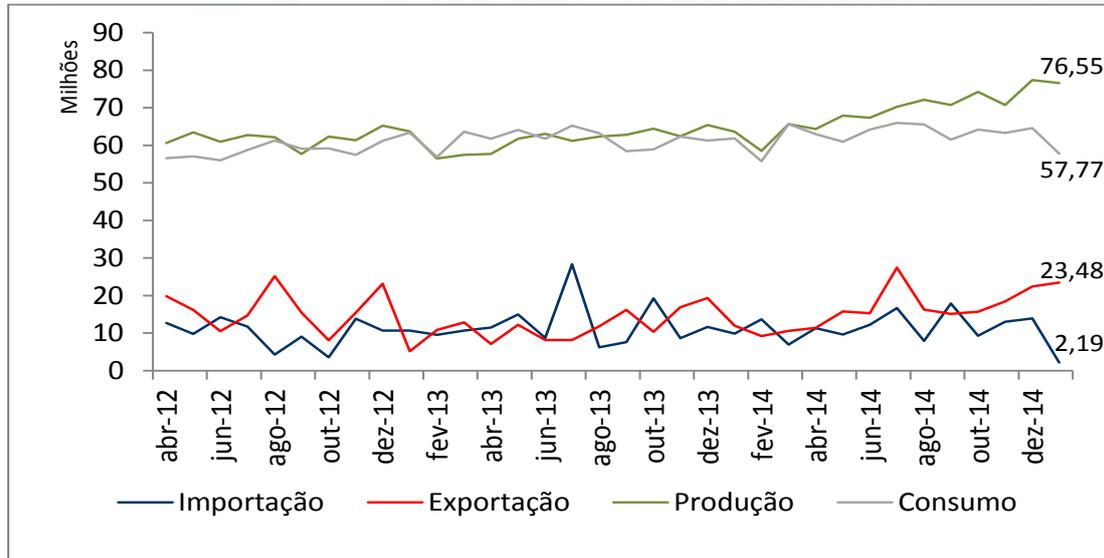
a janeiro, quando o saldo foi de 21,28 milhões de barris (Gráfico 2.1).

No acumulado de 12 meses para as contas agregadas, a produção e exportação tiveram tendência mais acentuada de crescimento. Enquanto o consumo interno agregado de petróleo não mostrou tendência de queda no acumulado em 12 meses, as importações tiveram tendência de queda menos acentuada (Gráfico 2.2).

Até fevereiro, a produção acumulada dos últimos 12 meses alcançou 845 milhões de barris e as exportações atingiram 209 milhões de barris. Já o consumo acumulado de 12 meses foi equivalente a 748 milhões em fevereiro, enquanto as importações se mantiveram no mesmo patamar, chegando a 134 milhões de barris.

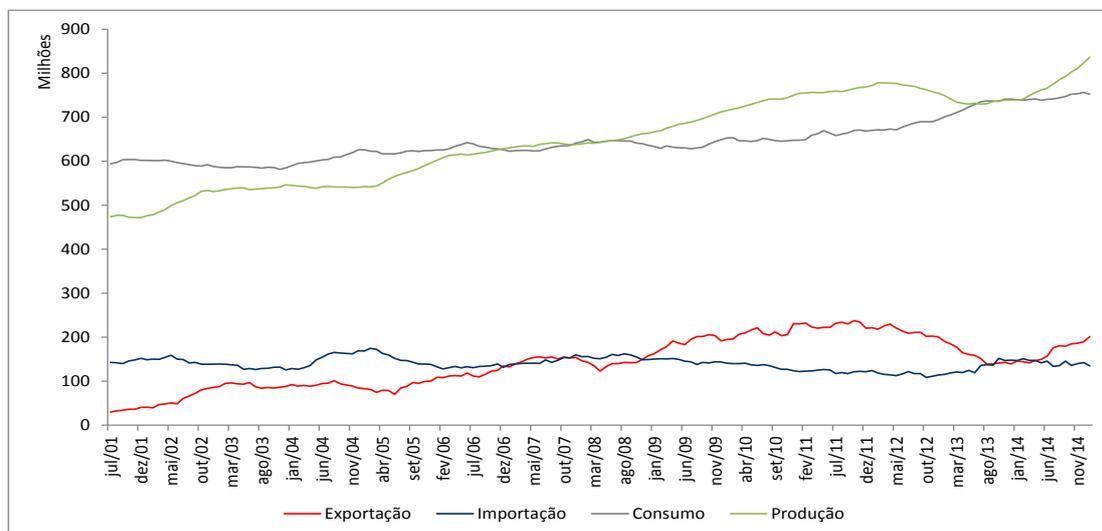
Os estados brasileiros seguiram a queda de produção nacional que se verificou em fevereiro, exceto o estado de Alagoas, que teve sua produção em terra um pouco superior a do mês anterior. A redução da produção foi liderada pela produção em mar no estado do Ceará (queda de 24,33%), seguida da produção em mar no Rio Grande do Norte (redução de 15,76%), em Sergipe (queda de 13,64%) e no Espírito Santo (redução de

Gráfico 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

12,88%). No entanto, em termos absolutos, ganha destaque a queda da produção no mês de fevereiro nos estados do Rio de Janeiro (4,9 Mmbbl a menos), Espírito Santo (queda de 1,4 Mmbbl na produção em mar e terra) e São Paulo (redução de 0,6 Mmbbl).

Na comparação com fevereiro de 2014, a maioria dos estados também teve redução da produção. Porém, o aumento da produção de 4,3 Mmbll no Rio de Janeiro, de 3Mmbbl no Espírito Santo (em mar) e de 2,6 Mmbbl

em São Paulo foram suficientes para compensar a queda dos demais estados e contribuir para o aumento da produção nacional em relação ao mesmo mês de 2014 (Tabela 2.2).

Os preços do petróleo Brent e WTI sofreram queda em março: o petróleo Brent reduziu em US\$2,1/bbl, alcançando uma média de US\$55,9/bbl, enquanto o WTI reduziu US\$2,8/bbl em relação à média de fevereiro, chegando a US\$47,8/bbl em março. Apesar da

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril)

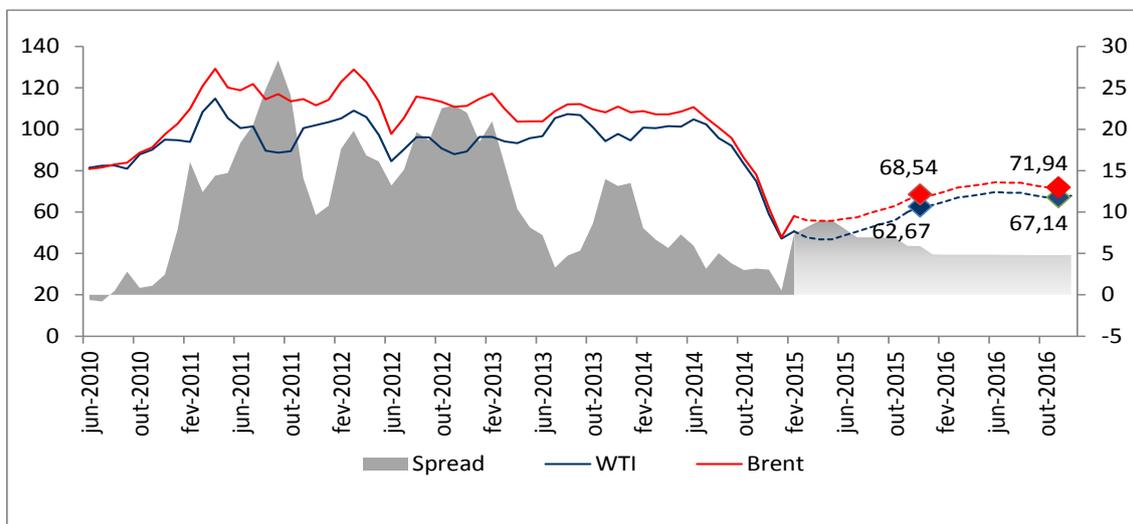
UF	Localização	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendência 12 meses	jan-15	fev-14
AL	Onshore	120.713	1,55%	0,86%		118.868	119.680
	Offshore	7.853	-7,09%	-13,52%		8.452	9.080
AM	Onshore	770.426	-9,41%	-4,52%		850.450	806.871
BA	Onshore	1.143.678	-9,83%	-4,94%		1.268.395	1.203.119
	Offshore	16.764	-8,19%	-54,37%		18.261	36.740
CE	Onshore	38.705	-5,81%	22,63%		41.092	31.563
	Offshore	141.225	-24,33%	-19,28%		186.637	174.955
ES	Onshore	395.426	-11,74%	-5,20%		448.024	417.111
	Offshore	10.838.914	-12,88%	38,29%		12.441.129	7.837.993
MA	Onshore	453	-5,64%	-88,78%		480	4.038
RJ	Offshore	45.994.442	-10,83%	10,37%		51.582.318	41.673.308
RN	Onshore	1.417.252	-7,83%	-1,19%		1.537.634	1.434.384
	Offshore	196.294	-15,76%	-6,27%		233.009	209.416
SP	Offshore	5.970.663	-10,26%	79,33%		6.652.971	3.329.339
SE	Onshore	725.898	-11,39%	-8,71%		819.194	795.158
	Offshore	299.244	-13,64%	-30,21%		346.500	428.793
Total		68.077.949	-11,07%	16,35%		76.553.413	58.511.548

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

queda do número de novas perfurações, as petrolíferas independentes que exploram as formações de *shale* no Estado Unidos devem elevar a produção, ao concentrar a exploração em seus melhores campos. Ao mesmo tempo, a fraca demanda mundial contribuiu para o aumento dos estoques. O estoque de petróleo nos Estados Unidos atingiu seu maior nível (54,4 MMbbl) em março, mas ainda não alcançou o recorde da capacidade de utilização, que chegou a 77% no mesmo mês.

De acordo com a EIA (U.S. Energy Information Administration), os contratos futuros para um mês de óleo Brent estavam a US\$54,95/bbl no dia 2 de abril, uma queda de US\$4,59/bbl desde o fechamento no dia 2 de março. No caso do WTI, os preços se reduziram em US\$0,45/bbl no mesmo período, chegando a US\$49,14/bbl no dia 2 de abril (Gráfico 2.3).

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



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (U. S.. Energy Information Administration).

Derivados do Petróleo

A produção e o consumo de gasolina, diesel, GLP, QAV e óleo combustível caíram em fevereiro na comparação com janeiro. Apenas as importações de QAV e óleo combustível foram maiores no mês de fevereiro em relação ao mês anterior e na comparação anual. As exportações de todos os derivados também reduziram, exceto as exportações de GLP que são nulas desde outubro de 2014 (Tabela 2.3).

Os preços da gasolina, diesel, GLP e óleo combustível não sofreram reajustes na refinaria e continuaram no mesmo patamar de janeiro de 2015. Desde novembro

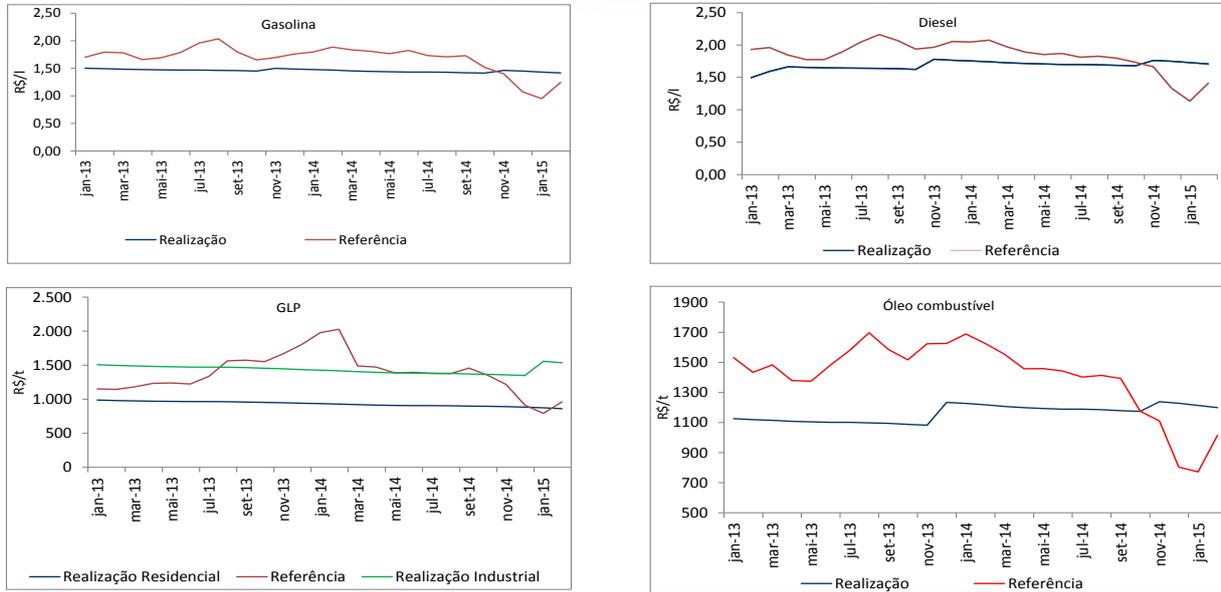
de 2014 a diferença entre os preços dos derivados no Brasil e os preços internacionais vem aumentando, com os preços domésticos estando acima dos preços de referência (exceto para o GLP residencial, que ficou acima dos preços internacionais apenas em janeiro de 2015). No entanto, com o aumento dos preços do petróleo em fevereiro e também devido à depreciação cambial, os preços dos derivados em reais no mercado do golfo norte-americano se elevaram ainda mais. Assim, os preços de referência ficaram mais próximos dos preços domésticos dos derivados (Gráfico 2.4).

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendência 12 meses	jan-15	fev-14
Gasolina	Produção	12.744.706	-7,27%	-7,94%		13.744.524	13.844.566
	Consumo	14.670.867	-19,44%	-9,41%		18.210.972	16.194.413
	Importação	2.207.661	-2,54%	-6,49%		2.265.200	2.360.871
	Exportação	6.564	-86,32%	-88,39%		47.975	56.544
Diesel	Produção	22.154.171	-8,75%	-8,75%		24.279.874	24.279.874
	Consumo	23.800.054	-13,99%	-14,88%		27.671.045	27.962.071
	Importação	22.154.171	-8,75%	-1,82%		24.279.874	22.564.824
	Exportação	24.977	-69,54%	-88,34%		82.001	214.154
GLP	Produção	3.739.190	-6,63%	15,59%		4.004.606	3.234.867
	Consumo	6.239.753	-4,34%	-0,18%		6.522.985	6.251.246
	Importação	1.159.234	-28,67%	-31,65%		1.625.076	1.696.105
QAV	Produção	2.818.073	-15,07%	1,08%		3.318.265	2.787.888
	Consumo	3.651.734	-13,36%	2,42%		4.214.730	3.565.614
	Importação	1.521.715	370,29%	346,55%		323.571	340.769
	Exportação	217	-98,93%	-96,17%		20.205	5.668
Óleo Combustível	Produção	6.914.598	-6,33%	-11,19%		7.381.915	7.785.483
	Consumo	2.896.041	-5,52%	-6,15%		3.065.357	3.085.961
	Importação	509.755	42,23%	190,95%		358.389	175.201
	Exportação	1.516.795	-37,29%	-55,46%		2.418.652	3.405.728

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Gráfico 2.4: Preço real dos combustíveis¹ vs. 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 internacionalização.

Gás Natural

Camilla Oliveira

Produção e Importação

No mês de dezembro, o gás natural (GN) apresentou recorde de produção, com 95,15 MMm³/dia, o que reflete um aumento de produção de 3,63% em relação ao mês anterior. No entanto, a produção disponível apresentou queda de 0,02%. A partir da tabela 3.1, observa-se que o consumo de GN registrou queda de 0,66%, alcançando um volume diário médio de 103,05 MMm³/dia. As importações apresentaram um volume de 52,9 MMm³/dia com queda de 1,21%.

A partir de uma análise do ano de 2014, é possível verificar uma ligeira oscilação trimestral quanto às importações do GN boliviano, do GNL e da oferta nacional (ver gráfico 3.2).

A partir da tabela 3.2, verifica-se que a razão produção disponível/produção nacional apresentou queda de 3,78%, o que reflete a menor participação do GN na oferta ao mercado. Este fato pode ser explicado pelo

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

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	dez/13 - dez/14	nov-14	dez-13
Produção Nacional	95,15	3,63%	14,26%		91,7	81,58
Prod. Disponível	51,31	-0,02%	10,19%		51,32	46,08
Importação	52,89	-1,21%	24,26%		53,53	40,06
Consumo	103,05	-0,66%	17,69%		103,73	84,82

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

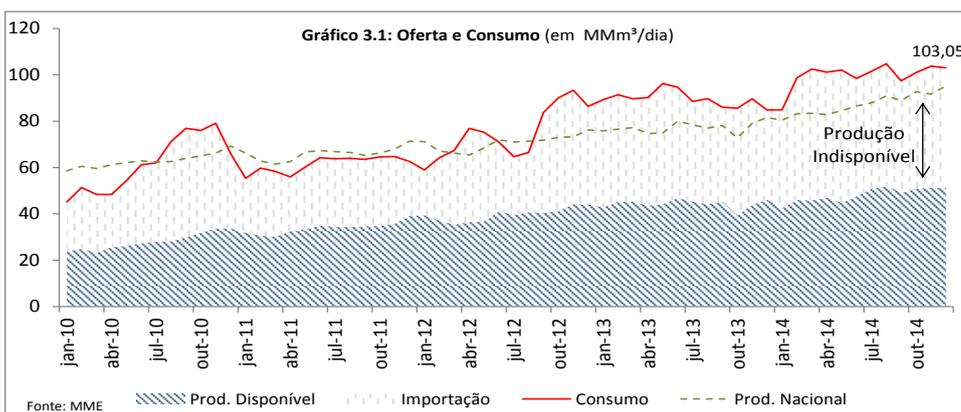
Vale notar, a partir da tabela 3.1, que todas as contas agregadas do GN apresentaram volumes mais elevados no comparativo anual, com destaque para a importação e para o consumo, com uma variação de 24,3% e de 17,7%, respectivamente.

O gráfico 3.1 apresenta o histórico das contas agregadas do GN a partir de 2010. Nota-se que a produção nacional de GN vem apresentando gradativo crescimento, com sua aproximação do nível de consumo.

aumento de 13,62% dos volumes reinjetados durante o mesmo período, além do aumento de 9,07% da queima de GN. Segundo o MME, esta queima foi influenciada pelo comissionamento do FPSO Cidade de Ilha Bela, que entrou em operação no dia 20 de novembro de 2014. O consumo em transporte e armazenamento registrou queda de 9%, totalizando um volume de 3,11 MMm³/dia.

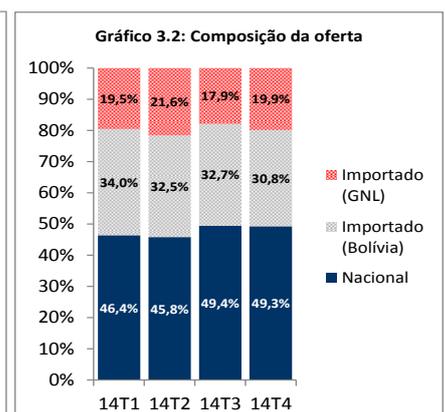
Apesar de as importações de GN registrarem queda

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 do MME

em relação ao mês anterior, as provenientes da Bolívia apresentaram crescimento de 3%, após sucessivas quedas desde agosto de 2014 (ver tabela 3.3). Segundo MME, este fato deve-se à retomada do regime de

fornecimento pelo gasoduto Lateral-Cuiabá, resultante do final do período de manutenção programada da UTE Cuiabá. Já as importações de GNL apresentaram queda de 7,63%, (volume total de 20,71 MMm³/dia).

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

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	dez/13 - dez/14	nov-14	dez-13	
Prod. Nacional	95,15	3,63%	14,26%		91,70	81,58	
Produção indisponível	Reinjeção	19,38	13,62%	30,34%	16,74	13,50	
	Queima	4,85	9,07%	10,72%	4,41	4,33	
	Consumo interno em E&P	12,50	4,80%	11,68%		11,90	11,04
	Consumo em Transporte e Armazenamento	3,11	-9,00%	6,43%		3,39	2,91
	Absorção em UPGN's	3,99	1,50%	7,02%		3,93	3,71
	Subtotal	43,83	7,89%	19,03%		40,37	35,49
Prod. Disponível	51,31	-0,02%	10,19%		51,32	46,08	
Prod. Disponível/Prod. Nacional	54%	-3,78%	-4,75%		56%	56%	

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	dez/13 - dez/14	nov-14	dez-13
Bolívia	32,18	2,92%	0,65%		31,24	31,97
GNL	20,71	-7,63%	60,94%		22,29	8,09
Total	52,89	-1,21%	24,26%		53,53	40,06

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

Consumo

No mês de dezembro de 2014, o consumo de GN para geração elétrica chegou a 50 MMm³/dia, com crescimento de 2,32%. Segundo MME, este fato deve-se ao crescimento do volume gerado das termelétricas Cuiabá, Governador Leonel Brizola e Norte Fluminense em relação ao registrado no mês de novembro. A cogeração apresentou crescimento de 8,06%, fechando o mês com o consumo de 2,73 MMm³/dia. Os setores responsáveis pela queda do consumo total foram o setor industrial e o residencial, com retração de 1,89% e 2,20%, respectivamente.

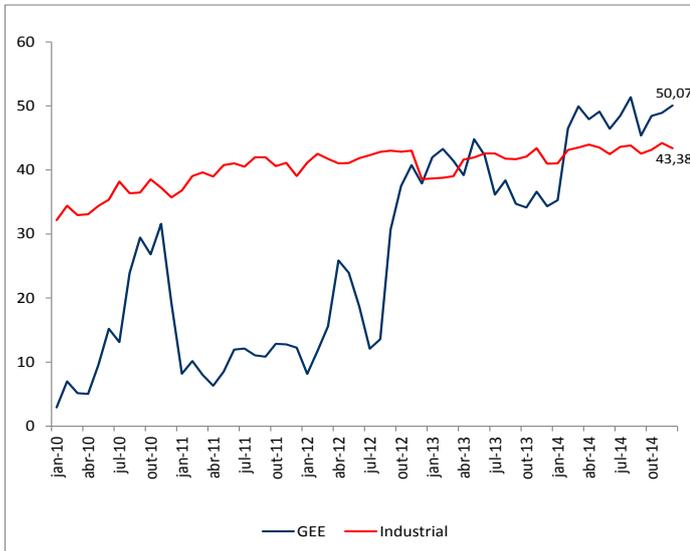
O gráfico 3.3 apresenta o consumo histórico de GN para os dois maiores consumidores: geração de energia elétrica (GEE) e industrial. No mês de dezembro, a geração elétrica permanece ultrapassando os níveis de consumo de GN do setor industrial, tendência que tem sido observada desde janeiro de 2014, devido aos baixos níveis dos reservatórios. O setor residencial apresentou queda de 2,20%, apesar de apresentar relativo crescimento desde 2010 (ver gráfico 3.4). Já o setor automotivo, embora apresente crescimento de 0,59% (volume de 50,9 MMm³/dia), tem apresentado uma queda histórica desde 2010.

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

	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	dez/13 - dez/14	nov-14	dez-13
Industrial	43,38	-1,89%	5,56%		44,20	40,97
Automotivo	5,09	0,59%	-4,91%		5,06	5,34
Residencial	0,91	-2,20%	-4,40%		0,93	0,95
Comercial	0,80	3,75%	0,00%		0,77	0,80
GEE	50,07	2,32%	31,42%		48,91	34,34
Co-geração	2,73	8,06%	14,65%		2,51	2,33
Total	103,05	-0,66%	17,69%		103,73	84,82

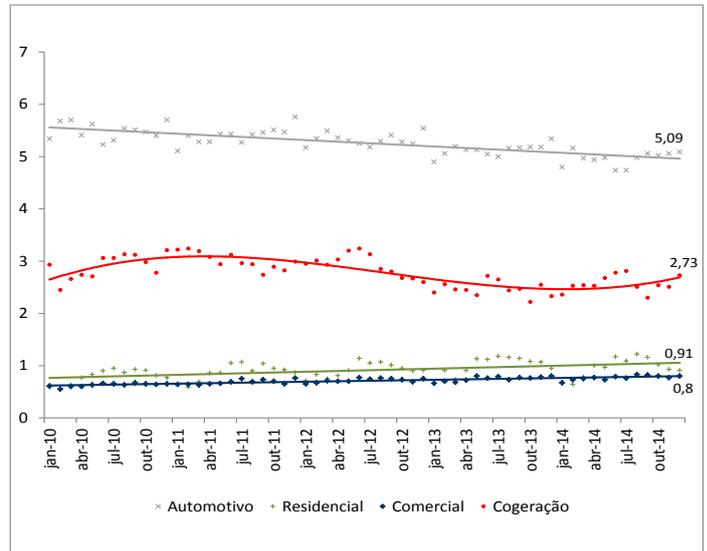
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME

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

A partir da tabela 3.5, nota-se que o preço do GN no PPT apresentou recuo de 2,9%, fechando o mês de dezembro a 4,27 US\$/MMBTU. O Henry Hub também apresentou a maior queda entre os preços analisados, de 20,38%, chegando a valer 3,43 US\$/MMBTU. Já os preços internacionais da Europa e Japão apresentaram crescimento, com destaque especial para o GN europeu que chegou a valer 9,83 US\$/MMBTU, crescimento de

9,46% em relação a novembro. O histórico dos preços internacionais pode ser visto no gráfico 3.5.

Nas distribuidoras, o preço no Citygate sem desconto e com desconto caiu 4,38%, chegando a 11,05 e 7,4 US\$/MMBTU, respectivamente. Para os grandes consumidores (categoria de 50.000 m³/dia) o preço chegou a 12,96 US\$/MMBTU, com queda de 2,14%.

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

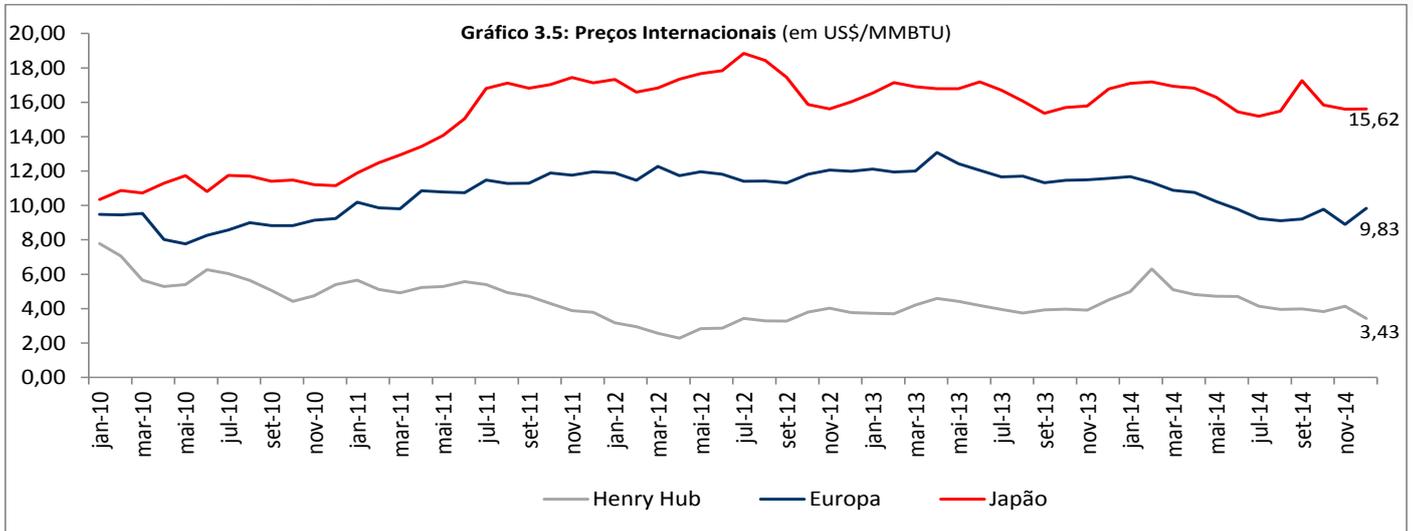
	dez-14	dez-14/nov-14	dez-14/dez-13	dez/13 - dez/14	nov-14	dez-13	
Henry Hub	3,43	-20,38%	-31,43%		4,13	4,51	
Europa	9,83	9,46%	-17,72%		8,90	11,57	
Japão	15,62	0,10%	-7,36%		15,61	16,77	
PPT *	4,27	-2,90%	-10,64%		4,39	4,72	
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate Sem desconto	11,05	-4,38%	-13,46%		11,54	12,54
	No City Gate Com desconto	7,40	-4,38%	-12,79%		7,73	8,35
	2.000 m³/dia **	16,19	-2,11%	-22,60%		16,54	19,85
	20.000 m³/dia **	13,48	-2,18%	-19,24%		13,77	16,07
	50.000 m³/dia **	12,96	-2,14%	-18,87%		13,24	15,41

* não inclui impostos.

** preços c/ impostos em US\$/MMBTU.

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

Disponibilidade

O mês de março apresentou um aumento significativo no total de ENA, 15,62%, em relação a fevereiro deste ano, como mostra a Tabela 4.1. As regiões SE, NE e N contribuíram para esse aumento e cresceram 23,59%, 24,75% e 46,48%, respectivamente. Esse resultado traz certo alívio para o setor, principalmente o valor da região SE, a qual apresenta a maior capacidade de estoque de energia hidráulica do Sistema Interligado Nacional-SIN. Todavia, vale ressaltar que estamos chegando ao fim do período úmido e que a tendência é que o regime de chuvas diminua para as bacias do SE, NE e N. Isso pode ser verificado nos gráficos “Tendência 12 meses”. Somente o Sul apresentou queda, ainda no mesmo período de análise. Já na comparação anual,

tivemos uma redução marginal no total de ENA, 0,09%. As regiões S e N apresentaram queda, 30,01% e 37,75%, respectivamente. Já as regiões SE e NE aumentaram, 24,29% e 40,01%, respectivamente.

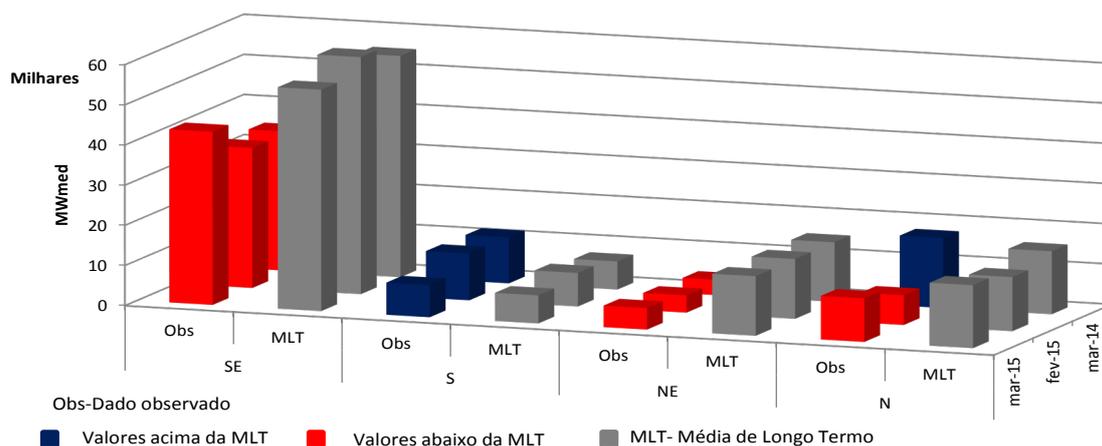
Mesmo com a melhoria no total de ENA, em março deste ano, somente a região S apresentou resultado acima da sua respectiva Média de Longo Termo-MLT, aproximadamente 15% superior. As outras regiões ficaram abaixo de suas respectivas MLTs, SE 22%, NE 64% e N 31%. Podemos acompanhar no Gráfico 4.1 a comparação da ENA e suas MLTs de cada região, onde as barras em azul são valores superiores à MLT e os vermelhos inferiores.

Tabela 4.1: Energia Natural Afluyente-ENA (MWmed)

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
SE	43.128,77	23,59%	24,29%		34.895,29	34.700,68
S	8.023,35	-31,20%	-30,01%		11.661,64	11.464,26
NE	5.363,48	24,75%	40,01%		4.299,36	3.830,65
N	10.853,19	46,48%	-37,75%		7.409,11	17.435,32
Total	67.368,79	15,62%	-0,09%		58.265,40	67.430,91

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.1: Comparação dos Dados de ENAs Observados com Suas Respectivas MLTs



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

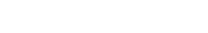
Oferta

O total de geração convencional recuou no mês de fevereiro deste ano, 2,24%, em relação ao mês anterior (Tabela 4.2). O total de térmica não renovável incrementou 1,11%, no entanto, a geração hidráulica convencional (capacidade maior que 30 MW), recuou 3,31%. Ainda no mesmo período de análise, excetuando as térmicas a Carvão Mineral e Nuclear, com queda de 9,20% e 12,82%, respectivamente, as demais térmicas aumentaram sua geração: Gás 4,88%, Óleo 6,43%, Bicomcombustível (Gás/Óleo) 12,52% e Outros 1,03%. O resultado negativo da geração térmica Nuclear, deu-se ao fato de que a usina Angra 1 foi desligada durante parte do mês de fevereiro por causa de falhas no condensador, sendo religada somente no mês de março. Angra 1 apresenta aproximadamente 30% da capacidade nuclear instalada. Em relação à queda da geração hidráulica, é provável que o planejamento da

operação do SIN esteja priorizando o despacho térmico a fim de recuperar o nível dos reservatórios do sistema, muito pela atual crise do setor elétrico, repercutindo em altos resultados do PLD, como será analisado mais adiante na seção Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD.

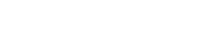
O despacho centralizado de energia decresceu 1,14% e 13,56%, nos subsistemas SE/CO e S, respectivamente (Tabela 4.3), na comparação mensal. Já os resultados de NE, N e Itaipu, apresentaram incremento de 6,96%, 10,48% e 10,33%, respectivamente, ainda no mesmo período de análise. Comparando os meses de março deste ano e do ano passado, SE/CO e N decresceram, 7,27% e 6,50%, respectivamente, ao passo que S, NE e Itaipu cresceram, 10,74%, 13,94% e 6,71%.

Tabela 4.2: Geração Convencional por Fonte (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
Hidráulica > 30MW	43.777,31	-3,31%	-12,37%		45.276,26	49.957,74
Térmica a Gás	7.500,91	4,88%	9,63%		7.152,10	6.842,10
Térmica a Óleo	2.772,12	6,43%	4,20%		2.604,73	2.660,38
Térmica a Carvão Mineral	1.876,14	-9,20%	-0,27%		2.066,33	1.881,16
Térmica Nuclear	1.563,67	-12,82%	-15,87%		1.793,70	1.858,55
Térmica bi-Combustível - gás/óleo	548,50	12,52%	17,73%		487,47	465,88
Térmica - Outros	424,67	1,03%	15,26%		420,36	368,43
Total Térmica Não Renovável	14.686,02	1,11%	4,33%		14.524,69	14.076,50
Total Convencional	58.463,33	-2,24%	-8,70%		59.800,95	64.034,24

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Tabela 4.3: Geração Despachada por Subsistema (MWmed)

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
SE/CO	25.560,08	-1,14%	-7,27%		25.855,46	27.565,00
S	11.957,76	-13,56%	10,74%		13.833,88	10.798,47
NE	8.511,60	6,96%	13,94%		7.957,90	7.470,39
N	9.187,71	10,48%	-6,50%		8.316,01	9.825,96
Itaipu	9.475,91	10,33%	6,71%		8.588,48	8.880,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Intercâmbio de Energia Elétrica

Com a queda de ENA no subsistema S e a manobra operativa para recuperação dos reservatórios no SE/CO, o intercâmbio de energia S-SE/CO foi, expressivamente, reduzido, na comparação mensal. Assim, para se abastecer o subsistema que apresenta a maior carga do SIN, o SE/CO, o subsistema N transportou energia para o SE/CO, (N-SE/CO), e chegou a transportar 2.766 MWmed, apresentando crescimento significativo de 22,84%. Houve ainda uma redução do intercâmbio de energia do SE/CO para NE (SE/CO-NE), de 18,94%. O subsistema N também exportou grande quantidade de energia para o NE (N-NE), cerca de 1.331 MWmed, crescendo 25,17%. Novamente, no mês de análise, tivemos importação

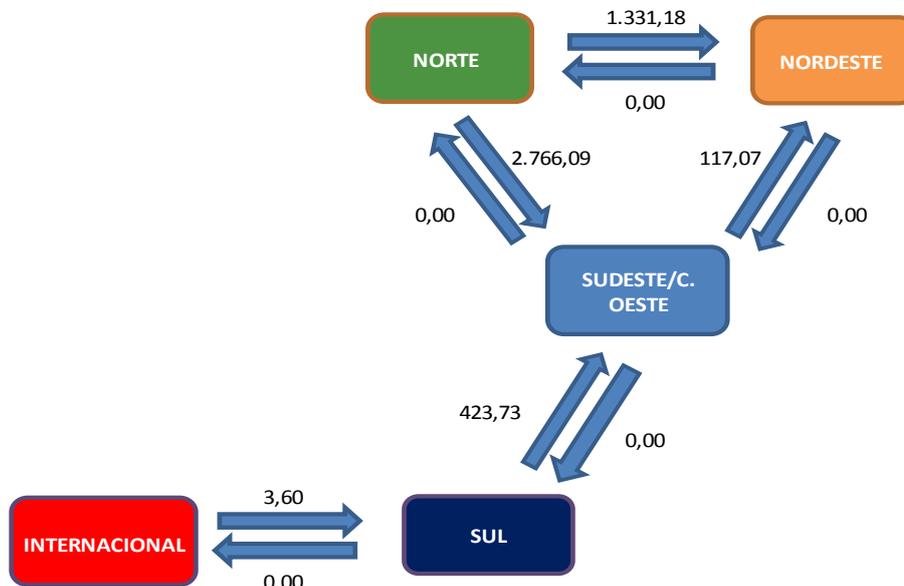
de energia pelo subsistema S de aproximadamente 4 MWmed, ratificando a protocooperação energética entre Brasil e Argentina. Na comparação anual, verificamos que o intercâmbio S-SE/CO era marginal em março do ano passado e que houve um aumento expressivo no mês de análise, 33.798%. A importação de energia pelo subsistema S foi inexistente, enquanto que o indicador N-SE/CO apresentou modesto incremento, 0,06%. Os intercâmbios N-NE e SE/CO apresentaram queda, 29,23% e 67,66%, respectivamente. A Figura 4.1 demonstra como se sucedeu os intercâmbios no SIN no mês de março deste ano.

Tabela 4.4: Intercâmbio entre Regiões (MWmed)

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
S - SE/CO	423,73	-82,03%	33798,40%		2.358,60	1,25
Internacional - S	3,60	73,08%	-		2,08	0,00
N - NE	1.331,18	25,17%	-29,23%		1.063,53	1.880,87
N - SE/CO	2.766,09	22,84%	0,06%		2.251,73	2.764,37
SE/CO - NE	117,07	-18,94%	-67,66%		144,43	361,95

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ONS.

Figura 4.1: Esquemático do Intercâmbio entre Subsistemas (MWmed)



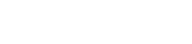
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Estoque

Para o mês de análise em relação ao mês anterior, com o aumento expressivo de ENA (Tabela 4.1) em todas as regiões excetuando o S, a Energia Armazenada (EAR) total (Tabela 4.5) foi incrementada, 20,35%, sendo resultado da recuperação dos reservatórios dos subsistemas SE/CO, NE e N, 38,68%, 28,22% e expressivos 73,54%, respectivamente. Somente o subsistema S recuou em sua EAR, 22,71%. Já na comparação anual, todos os

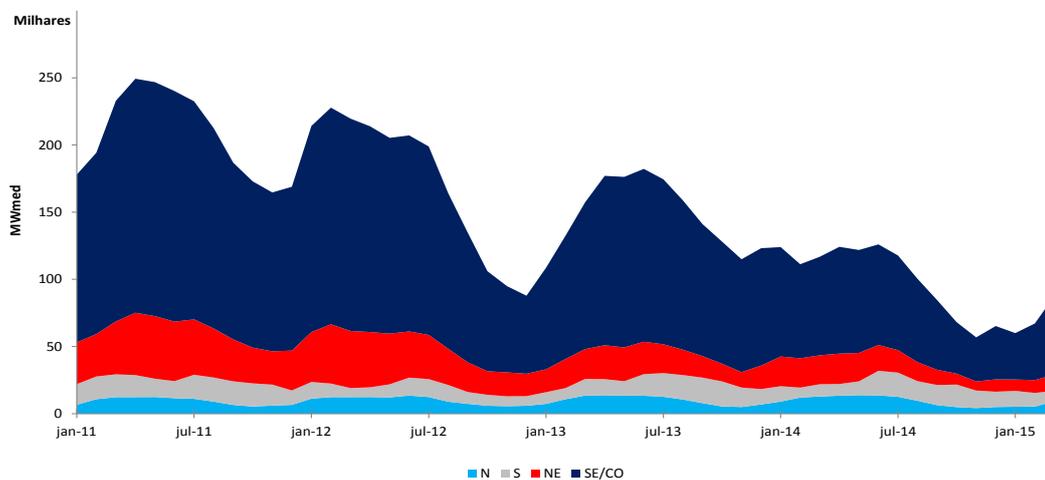
subsistemas recuaram: SE/CO 20,22%, S 14,25%, NE 43,39% e N 28,06%, respectivamente, apresentando um total de redução de 24,88%. Tais resultados apresentam, ainda, a criticidade do SIN, onde os níveis dos reservatórios se apresentam abaixo do ano imediatamente anterior e que isso vem sendo rotineiro, onde pode ser acompanhado no Gráfico 4.2.

Tabela 4.5: Energia Armazenada-EAR (MWmed)

	mar-15		mar-15/fev-15		mar-15/mar-14		Tendências 12 meses		fev-15		mar-14	
SE/CO	58.517,00	28,54%	38,68%	-20,22%			42.197,00	20,58%	73.344,00	36,26%		
S	7.850,00	39,30%	-22,71%	-14,25%			10.157,00	51,11%	9.155,00	46,07%		
NE	12.196,00	23,52%	28,22%	-43,39%			9.512,00	18,34%	21.543,00	41,54%		
N	9.175,00	61,94%	73,54%	-28,06%			5.287,00	39,07%	12.753,00	86,10%		
Total	87.738,00	30,08%	30,65%	-24,88%			67.153,00	23,13%	116.795,00	40,44%		

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Gráfico 4.2: Energia Armazenada-EAR (MWmed)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Demanda

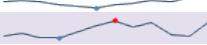
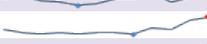
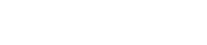
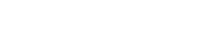
O consumo de energia elétrica no mês de fevereiro de 2015 foi 10,25% superior aos valores registrados para o mês de janeiro, chegando em 60.251 MWmed. Apesar da queda de 0,9% na produção industrial¹, houve alta de 14,52% no consumo da classe industrial, puxada, principalmente, pelo aumento do consumo nas regiões Sul e Sudeste. A Tabela 4.6 consolida a carga total do sistema, por classe de consumo. O perfil da curva ilustrada na tendência dos últimos 12 meses aponta para uma recuperação da classe industrial após dois meses consecutivos de queda.

Com relação à classe residencial vale destacar a entrada de 160.390 consumidores que passaram a ser atendidos

pela rede, sendo essa uma possível explicação ao aumento de 4,05% frente ao mês de janeiro.

Na comparação com o mesmo período do ano anterior, houve uma queda de 2,2% no consumo total. De acordo com o Infomercado Mensal publicado pela CCEE, essa queda é explicada pelo fato de que o carnaval caiu no mês de fevereiro, enquanto no ano passado foi no mês de março, e, ainda, pela ocorrência de temperaturas mais baixas. Além disso, é possível constatar que, ainda no mesmo período de análise, houve redução em todas as classes de consumo, refletindo, entre outros fatores, a queda na produção industrial (-9,1%).

Tabela 4.6: Consumo por Subsistema e Tipo (MWmed)

		fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
Sistemas Isolados	Residencial	224,52	0,40%	8,56%		223,62	206,82
	Industrial	22,91	15,58%	-1,07%		19,83	23,16
	Comercial	88,85	3,64%	8,84%		85,73	81,64
	Outros	114,46	5,48%	3,71%		108,51	110,36
	Total	450,74	2,98%	6,82%		437,68	421,98
N	Residencial	975,25	5,89%	7,66%		920,97	905,89
	Industrial	1.951,51	2,06%	-10,95%		1.912,14	2.191,41
	Comercial	527,49	10,61%	7,53%		476,88	490,53
	Outros	448,79	9,67%	5,20%		409,21	426,60
	Total	3.903,04	4,94%	-2,77%		3.719,21	4.014,43
NE	Residencial	2.985,55	8,03%	6,12%		2.763,70	2.813,24
	Industrial	2.793,49	6,69%	3,38%		2.618,35	2.702,27
	Comercial	1.608,98	10,05%	5,59%		1.462,09	1.523,80
	Outros	1.712,92	7,52%	3,45%		1.593,11	1.655,78
	Total	9.100,95	7,87%	4,67%		8.437,25	8.695,08
SE/CO	Residencial	10.368,03	2,44%	-1,05%		10.120,72	10.477,71
	Industrial	12.456,44	14,76%	-6,20%		10.854,41	13.279,40
	Comercial	7.657,53	11,30%	-1,47%		6.880,15	7.771,93
	Outros	4.868,48	12,55%	-1,46%		4.325,78	4.940,73
	Total	35.350,48	9,85%	-3,07%		32.181,06	36.469,77
S	Residencial	2.928,47	5,61%	-9,15%		2.772,94	3.223,35
	Industrial	4.052,15	27,68%	-1,40%		3.173,80	4.109,63
	Comercial	2.185,60	14,20%	-5,41%		1.913,81	2.310,53
	Outros	2.279,87	13,19%	-3,36%		2.014,13	2.359,21
	Total	11.446,09	15,91%	-4,64%		9.874,67	12.002,72
Total	Residencial	17.481,82	4,05%	-0,82%		16.801,96	17.627,01
	Industrial*	21.276,52	14,52%	-4,61%		18.578,53	22.305,87
	Comercial	12.068,45	11,55%	-0,90%		10.818,66	12.178,42
	Outros	9.424,52	11,52%	-0,72%		8.450,73	9.492,68
	Total	60.251,30	10,25%	-2,20%		54.649,87	61.603,98

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

¹ IBGE – Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/industria/pim-pf-br/pim-pf-br_201502_1.shtm

O consumo no mercado livre em fevereiro de 2015 apresentou uma alta de 2,86% frente ao mês de janeiro. Em contrapartida, na comparação com o mesmo mês do ano anterior, o consumo caiu 4,29%. A Tabela 4.7 retrata essas variações.

É possível observar que o aumento frente ao mês de janeiro é explicado, basicamente, pela alta no consumo do setor de Metalurgia e Produtos de Metal (+99 MWmed), Químico (+49 MWmed) e Minerais Não Metálicos (+16 MWmed). Mesmo que não tenha uma participação tão significativa, a alta no consumo do setor Têxtil (+14,07%) contribuiu com o aumento total.

Com relação à queda frente ao mesmo período do ano

anterior, é importante destacar a redução no consumo em grande parte dos setores, refletindo o crescimento modesto da indústria brasileira. Dentre os principais setores com redução no consumo, o setor de Metalurgia e Produtos de Metal (-262 MWmed), Minerais Não Metálicos (-38 MWmed), Madeira, Papel e Celulose (-85 MWmed) e o Setor de Manufaturados Diversos (-109 MWmed) merecem destaque.

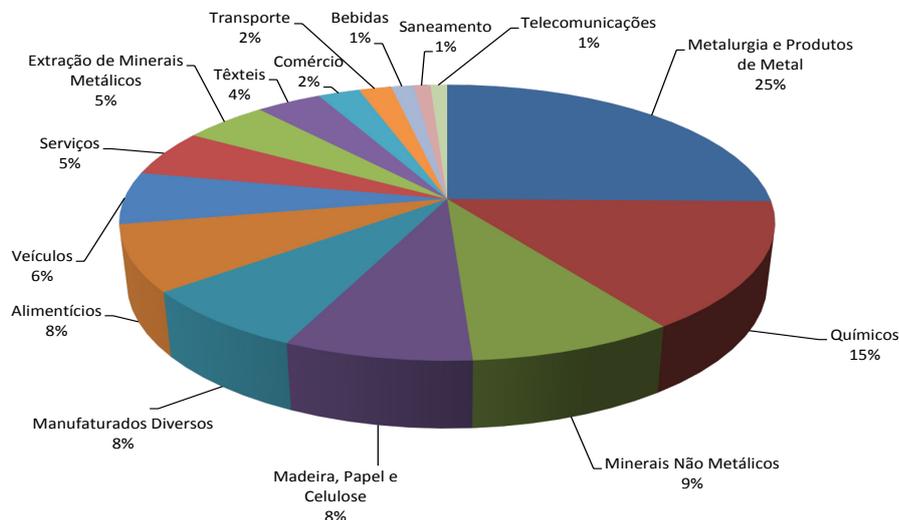
O Gráfico 4.3 a seguir ilustra a participação de cada setor no mercado livre de energia. A alta no consumo da indústria têxtil foi suficiente para fazer com que a sua representatividade aumentasse em 1% frente ao mês anterior.

Tabela 4.7: Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre (MWmed)

	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendências 12 meses	jan-15	fev-14
Metalurgia e Produtos de Metal	2.867,99	3,58%	-8,36%		2.768,87	3.129,65
Químicos	1.701,74	2,98%	3,01%		1.652,51	1.651,94
Minerais Não Metálicos	987,15	1,74%	-3,78%		970,24	1.025,92
Madeira, Papel e Celulose	901,26	5,60%	-8,67%		853,46	986,81
Manufaturados Diversos	845,14	0,48%	-11,46%		841,12	954,48
Alimentícios	878,57	5,36%	3,14%		833,87	851,80
Veículos	697,35	-3,95%	2,72%		726,04	678,87
Serviços	617,36	2,09%	8,54%		604,74	568,80
Extração de Minerais Metálicos	561,55	6,10%	-14,83%		529,27	659,35
Têxteis	433,66	14,07%	-6,17%		380,17	462,18
Comércio	276,78	-2,12%	5,19%		282,78	263,12
Transporte	215,14	-0,78%	0,12%		216,83	214,88
Bebidas	148,58	-1,03%	-12,36%		150,12	169,53
Saneamento	110,08	-3,57%	-21,12%		114,16	139,56
Telecomunicações	110,92	-1,86%	5,23%		113,03	105,41
Total Geral	11.353,27	2,86%	-4,29%		11.037,20	11.862,29

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.3: Participação do Consumo por Ramo de Atividade no Mercado Livre em Janeiro de 2015



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Mercado Atacadista: Preço de Liquidação das Diferenças-PLD

Pela primeira vez, desde a recente mudança da metodologia de cálculo do teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD máx), o submercado N apresentou resultado do PLD abaixo do teto estipulado de R\$ 388,48/

MWh, com um recuo de 13,64%. Os resultados dos demais submercados se dão, somente, pela deflação da tarifa vigente.

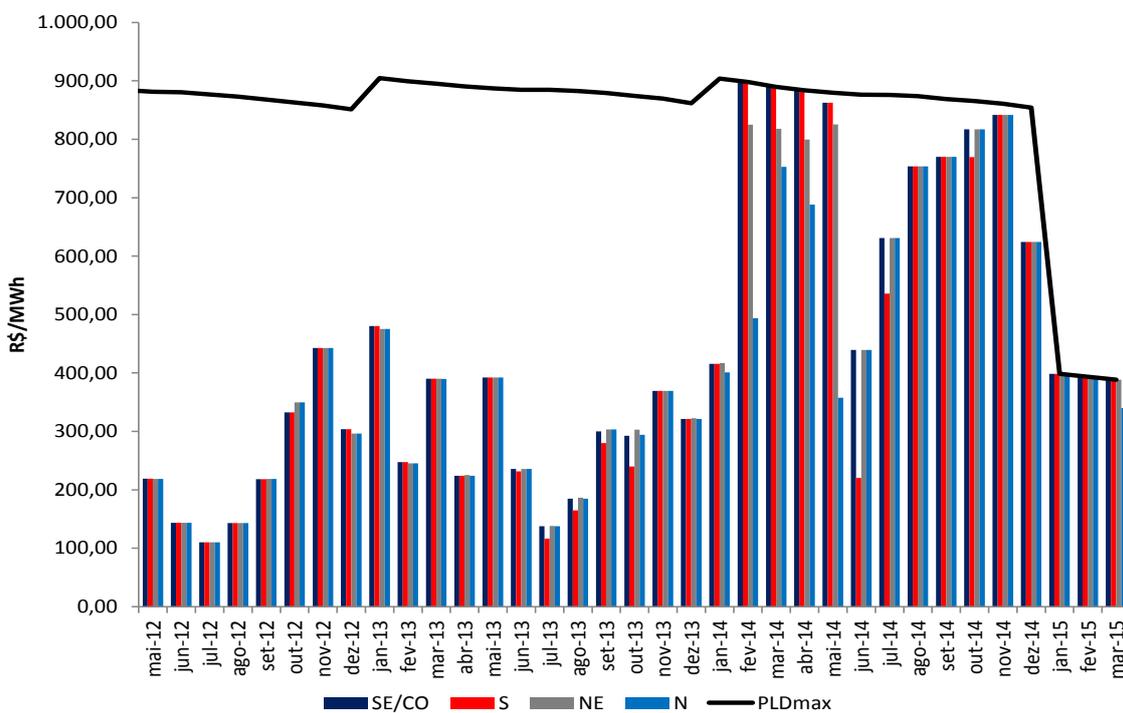
O gráfico 4.4 retrata a evolução do PLD desde maio/2012.

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

	mar-15	mar-15/fev-15	mar-15/mar-14	Tendências 12 meses	fev-15	mar-14
SE/CO	388,48	-1,30%	-56,34%		393,61	889,71
S	388,48	-1,30%	-56,34%		393,61	889,71
NE	388,48	-1,30%	-52,50%		393,61	817,85
N	339,91	-13,64%	-54,85%		393,61	752,80

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 4.4: Histórico do PLD



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Deflator: IPCA.

Tarifas de Energia Elétrica

A ANEEL reabriu no dia 07/04/2015 a Audiência Pública nº 23/2014 que discute a metodologia da Revisão Tarifária Periódica (RTP) das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O objetivo é discutir melhor a base de remuneração regulatória a fim de valorar os ativos de distribuição de forma consistente.

No período de análise foram aprovados os reajustes tarifários anuais de oito concessionárias de distribuição: Energisa Mato Grosso (-0,38%), CEMIG Distribuição (+7,07%), Companhia Paulista de Força e Luz (+4,67%), Energisa Mato Grosso do Sul (+3,22%), Companhia Energética do Rio Grande do Norte (+9,57%), Energisa Sergipe (+13,26%), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (+11,43%) e AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (+5,46%). A Tabela 4.9 consolida os resultados médios dos reajustes, considerando tanto a alta quanto a baixa tensão, bem como o período de vigência das tarifas.

O reajuste negativo da distribuidora Energisa Mato Grosso foi puxado por uma redução de 2,22% na tarifa dos consumidores residenciais. Já o custo médio da energia para a indústria nesta área de concessão subiu 3,42%. A Tabela 4.10 demonstra os próximos reajustes tarifários periódicos a serem realizados.

Foram retificadas as Revisões Tarifárias Extraordinárias (RTE)² de seis concessionárias, que foram comentadas na última edição do boletim: Companhia Paulista de Energia Elétrica (CPFL Paulista), Companhia Sul Paulistana de Energia (CPFL Sul Paulista), Companhia Jaguari de Energia (CPFL Jaguari), Companhia Luz e Força de Mococa (CPFL Mococa), Companhia Luz e Força Santa Cruz (CPFL Santa Cruz) e Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A. (EBO). A retificação apresentada na tabela 4.11 teve como finalidade a incorporação do valor correto do encargo Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), aprovado em 31/03/2015, às tarifas de energia.

Além da retificação de seis Revisões Tarifárias Extraordinárias, cinquenta e quatro concessionárias de distribuição de energia elétrica tiveram suas RTEs aprovadas. A Tabela 4.12 destaca o efeito médio da RTE por distribuidora.

Finalmente, cabe destacar que com o início do 4º Ciclo das Revisões Tarifárias Periódicas (RTPs), a COELCE obteve aprovação provisória dos índices pleiteados, indicando para um aumento de 6,87% na tarifa dos consumidores residenciais a partir de 22/04/2015.

Tabela 4.9: Calendário de Reajuste Tarifário

Sigla	Concessionária	Reajuste Tarifário	Vigência
EMT	Energisa Mato Grosso	-0,38%	08/04/2015 até 07/04/2016
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	7,07%	08/04/2015 até 07/04/2016
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	4,67%	08/04/2015 até 07/04/2016
ENERSUL	Energisa Mato Grosso do Sul	3,22%	08/04/2015 até 07/04/2016
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	9,57%	22/04/2015 até 21/04/2016
ESE	Energisa Sergipe Distribuição	13,26%	22/04/2015 até 21/04/2016
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	11,43%	22/04/2015 até 21/04/2016
AES - SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	5,46%	19/04/2015 até 18/04/2016

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

² Resultado da renovação das concessões de transmissão e geração de energia que venciam somente em 2017.

Tabela 4.10: Próximos Reajustes

Sigla	Concessionária	Estado	Data
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	TO	19/4
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	29/4
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	10/5
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	10/5
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapaí	SP	10/5
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	SP	10/5

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.11: Retificação da RTE

Concessionária de Distribuição	Índice Anterior	Índice Alterado
CPFL Leste Paulista	19,54%	14,52%
CPFL Sul Paulista	21,95%	17,02%
CPFL Jaguari	23,01%	16,80%
CPFL Mococa	16,59%	11,81%
CPFL Santa Cruz	10,04%	5,16%
EBO	5,79%	0,62%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Tabela 4.12: Revisão Tarifária Extraordinária

Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito	Distribuidora	Efeito
CELPE	2,20%	CELESC	24,80%	CERON	16,90%	HIDROPAN	31,80%
COSERN	2,80%	BANDEIRANTE	24,90%	CPEE	19,10%	CFLO	31,90%
CEMAR	3,00%	ENF	26,00%	JOAOCESA	19,80%	ELETROPAULO	31,90%
CEPISA	3,20%	ESCELSA	26,30%	COOPERALIANÇA	20,50%	FORCEL	32,20%
CELPA	3,60%	CEMAT	26,80%	ELETROACRE	21,00%	CAIUA	32,40%
ENERGISA PB	3,80%	ENERGISA MG	26,90%	SANTAMARIA	21,00%	DEMEI	33,70%
CELTINS	4,50%	EFLUL	27,00%	CHESP	21,30%	MUXFELDT	34,30%
CEAL	4,70%	ELETROCAR	27,20%	CEEE	21,90%	COCEL	34,60%
COELBA	5,40%	CELG	27,50%	LIGHT	22,50%	CNEE	35,20%
SULGIPE	7,50%	DME-PC	27,60%	CJE	22,80%	RGE	35,50%
ENERGISA SE	8,00%	ENERSUL	27,90%	IENERGIA	23,90%	COPEL	36,40%
COELCE	10,30%	CEMIG	28,80%	CEB	24,10%	UHENPAL	36,80%
EDEVP	29,40%	CPFL PIRATININGA	29,20%	ELEKTRO	24,20%	BRAGANTINA	38,50%
CPFL PAULISTA	31,80%	AES SUL	39,50%				

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL.

Fontes Renováveis

Renata Ruiz

Geração e Participação na Matriz Elétrica

A geração de eletricidade em fevereiro de 2015 pelas principais fontes renováveis (eólica, térmicas a biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs) foi de 5.035 MWmed, conforme apontado na tabela 5.1. Este valor representa uma queda de 4,5% se comparado com o mês imediatamente anterior, o que pode ser explicado por uma redução na geração total de energia no país de aproximadamente 5% com relação ao mês anterior, mas um crescimento de 44,56% se comparado com fevereiro do ano passado, o que indica uma maior inserção das fontes renováveis na matriz elétrica nacional.

A geração de eletricidade por PCHs apresentou um aumento de 6,42% entre janeiro e fevereiro de 2015, enquanto na comparação anual houve aumento de 18,12% de participação. Apesar do período hídrico desfavorável, as PCHs tiveram um aumento no rendimento dos três últimos meses.

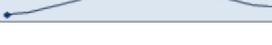
Para as térmicas a biomassa, a geração apresentou redução mensal de 12,71% e crescimento no intervalo de 12 meses de 40,38%. Esse aumento considerável da geração a biomassa no último ano demonstra maior despacho de térmicas em 2015, em virtude da hidrologia desfavorável. A redução mensal das térmicas a biomassa pode ser explicada pelo período de entressafra da cana-de-açúcar, que se inicia em dezembro e tem término previsto para abril, o que resulta em queda para este

tipo de geração neste período.

A geração pela fonte eólica, em fevereiro de 2015, aumentou 119% ano a ano, o que se deve ao um aumento na capacidade instalada das eólicas em operação de 127% no ano de 2014. Esse aumento de 2.764 MW na capacidade instalada é explicado pelo início da operação de usinas eólicas vendidas em leilões de 2009, 2010 e 2011. O Brasil foi o quarto país do mundo que mais aumentou sua capacidade eólica em 2014. Ainda na geração, em comparação com o mês anterior, houve queda de 14,79%, que pode ser explicada pela sazonalidade natural dos ventos. A evolução da participação das fontes renováveis de fevereiro de 2013 a fevereiro de 2015 pode ser vista no gráfico 5.1.

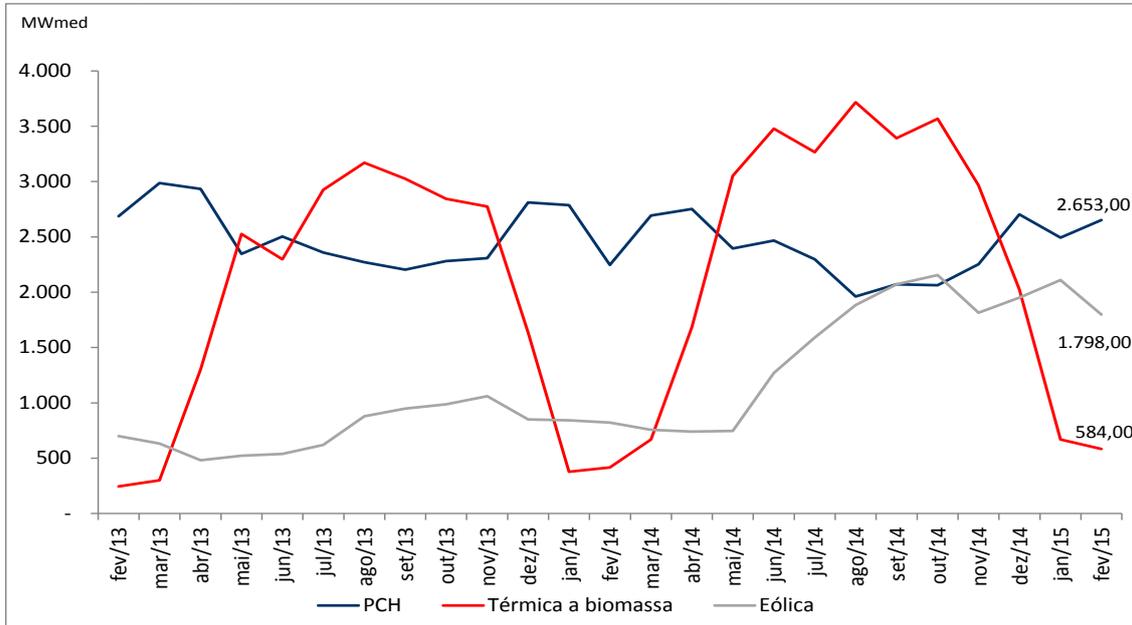
Conforme exposto no gráfico 5.2, as PCHs são a fonte que apresenta maior participação na geração de energia por fontes renováveis, com 52,69% em fevereiro de 2015, seguida da eólica, com 35,71%, e das térmicas a biomassa, com 11,60%. Comparando os meses de fevereiro entre os anos de 2011 a 2015, verifica-se que a participação da fonte eólica apresentou considerável e gradativo crescimento, devido ao aumento da capacidade instalada. As térmicas a biomassa mantiveram participação próxima à do ano anterior, e a participação das PCHs vem caindo nos últimos anos, principalmente em razão da hidrologia desfavorável.

Tabela 5.1: Geração de Eletricidade (MWmed)

Fonte	fev-15	fev-15/jan-15	fev-15/fev-14	Tendência 12 meses	jan-15	fev-14
PCH	2.653	6,42%	18,12%		2.493	2.246
Térmica a biomassa	584	-12,71%	40,38%		669	416
Eólica	1.798	-14,79%	119,00%		2.110	821
Total	5.035	-4,50%	44,56%		5.272	3.483

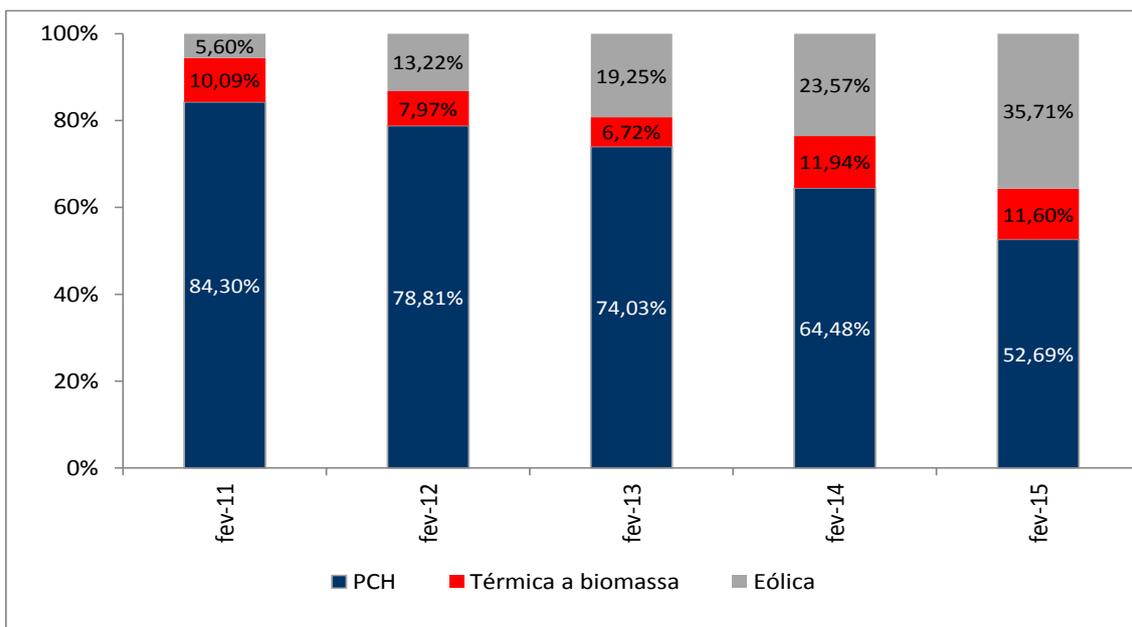
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.1: Perfil de Geração de Eletricidade por Fontes Renováveis



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Gráfico 5.2: Evolução Percentual da Participação das Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Nacional



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.



 **FGV ENERGIA**

RIO DE JANEIRO

Praia de Botafogo, 210- Cobertura

Tel.: +55 21 3799-6100

www.fgv.br/fgvenergia