

Agosto/2013

A Expansão das Usinas a Fio d'Água e o Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico Brasileiro

Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo
Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos

Sistema
FIRJAN



INFORMA,
FORMA,
TRANSFORMA.

Expediente

Sistema FIRJAN | Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
PRESIDENTE Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Conselho Empresarial de Energia do Sistema FIRJAN
PRESIDENTE Armando Guedes Coelho

Diretoria Geral do Sistema FIRJAN
DIRETOR Augusto Franco Alencar

Diretoria de Desenvolvimento Econômico e Associativo
DIRETORA Luciana Costa M. de Sá

Gerência de Competitividade Industrial e Investimentos
GERENTE Cristiano Prado M. Barbosa

EQUIPE TÉCNICA:

Ana Thereza Carvalho Costa
André August Souza Herzog
Antonio Alves de Oliveira Junior
Júlia Nicolau Butter
Lívia Cecília Barbosa Gonçalves Machado
Riley Rodrigues de Oliveira
Tatiana Lauria Vieira da Silva

ESTAGIÁRIOS:

Amanda Lima Jean Jacques
Bernardo Finello Correa
Fernanda Fontana Pinheiro
Fernanda Ogg Ferreira Lourenço

APOIO:

Nadia Maria Ribeiro Guedes

Contato

www.firjan.org.br | competitividade@firjan.org.br
Av. Graça Aranha, 1/10º andar
CEP: 20.030-002
Rio de Janeiro - RJ
Tel.: 55 (21) 2563-4196
Fax.: 55 (21) 2563-4061


Introdução

A energia elétrica é um insumo essencial para o desenvolvimento socioeconômico de uma nação, constituindo parte significativa da infraestrutura básica da sociedade moderna. O setor industrial faz uso intensivo desse energético, figurando como a principal classe consumidora no Brasil, a qual concentra cerca de 40% da demanda nacional. Nesse sentido, a disponibilidade de energia elétrica em condições adequadas de qualidade, quantidade e preço constitui um dos mais importantes alicerces sobre o qual se apoia a competitividade da indústria, e, por conseguinte, do país.

No Brasil, a energia elétrica é predominantemente oriunda de usinas hidrelétricas, cuja geração relativamente às demais fontes possui custo mais baixo e implica em menor emissão de gases causadores de efeito estufa (GEE). Além dessas vantagens, a maior parte da potência adicionada ao parque hidráulico ao longo do século XX opera com reservatórios de acumulação, que compensam as menores vazões dos rios em períodos de estiagem, conferindo assim maior regularidade à geração ao longo do ano. Dessa forma, o caráter predominantemente hídrico do parque gerador nacional indica, a princípio, acesso à energia barata e com segurança de suprimento.

Tais circunstâncias, entretanto, não são atualmente observadas no sistema elétrico. De fato, o custo da energia elétrica no Brasil é considerado alto pela indústria, sendo uma reclamação recorrente dos empresários. Mesmo após a implementação de um pacote de redução das tarifas de energia elétrica no início de 2013, a redução média obtida pela indústria, ainda que significativa, ficou aquém da necessária para que o preço do insumo alcançasse patamares internacionais de competitividade.

Outro fator de preocupação é o processo de gradual redução da capacidade de regularização do sistema elétrico que vem sendo verificada nos últimos anos. Esse fenômeno é particularmente importante, pois, além de reduzir a segurança do atendimento da demanda pelo parque hidráulico, implica em maior necessidade de usinas termelétricas para garantir a oferta adequada de energia, encarecendo assim o seu preço. O episódio deflagrado no fim de 2012, quando a geração térmica foi maciçamente acionada a fim de poupar os reservatórios das hidrelétricas, que se encontravam próximos a níveis de risco, ilustra esse ponto.



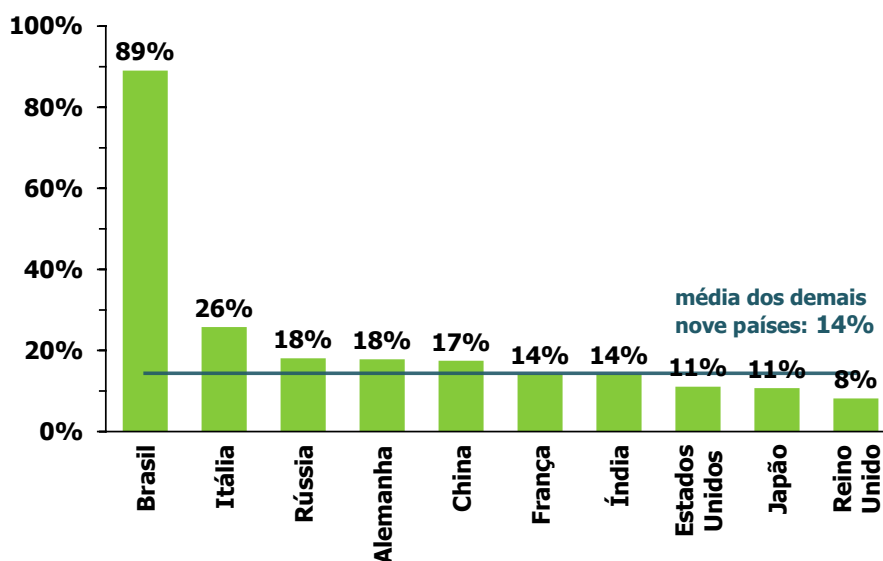
Dessa forma, o presente estudo busca compreender os impactos que as mudanças que se configuram no sistema elétrico trarão para o país. Para tanto, é traçado um breve panorama do parque hidráulico nacional e dos desafios pertinentes à sua expansão, que fundamentarão a discussão de algumas das possíveis repercussões das escolhas que estão sendo feitas hoje sobre a segurança energética e sobre a competitividade nacional de amanhã.

O Parque Hidráulico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro é historicamente composto por uma presença significativa de fontes renováveis de energia. Com efeito, cerca de 89% da geração do Sistema Interligado Nacional (SIN) é oriunda dessas fontes, sendo os 11% restantes majoritariamente formados por térmicas, cujo consumo implica na emissão atmosférica de volumes comparativamente elevados de gás carbônico (CO₂) e de outros gases causadores de efeito estufa. Esse arranjo do parque gerador permite a produção de eletricidade de baixo carbono, garantindo ao Brasil posição de destaque entre as maiores economias do mundo como o único no qual fontes renováveis respondem majoritariamente pela produção de energia elétrica, conforme mostra a Figura 1.

A produção de energia renovável no Brasil deve-se quase em sua totalidade a usinas hidrelétricas. A presença desses empreendimentos no sistema está associada ao expressivo potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas do país em conjunção à sua distribuição no território, o que permitiu não apenas a ampla adoção de hidrelétricas, mas sua construção próxima aos grandes centros de consumo, como os da região Sudeste. A partir dessas condições, observou-se desde o início do século XX extenso aproveitamento dos recursos hídricos do país na ampliação da matriz elétrica.

Figura 1 - Participação de Fontes Renováveis na Geração de Energia Elétrica das Dez Maiores Economias do Mundo



Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados da International Energy Agency (IEA), 2009.

O emprego de cursos d'água para a geração de energia elétrica envolve a construção de uma barragem, que represa a vazão afluente à usina, formando assim um lago artificial. Uma função dessa barragem é prover a altura necessária para a queda da água, que, em conjunto com a vazão, de forma simplificada, determina a quantidade de energia produzida dada a potência do empreendimento. Outra função da barragem é a de acumular água, o que permite a usina utilizar parte do volume armazenado para compensar a menor afluência em períodos de estiagem, regularizando assim a geração de energia.

No tocante à sua capacidade de regularização, isto é, à longevidade dos reservatórios para complementar a vazão em ocasiões de seca, as usinas hidrelétricas podem ser classificadas em dois tipos: acumulação e fio d'água. As usinas com reservatórios de acumulação têm capacidade para regularizar as vazões de um mês, de um ano ou mesmo de vários anos. As usinas com reservatórios a fio d'água, por sua vez, têm sua capacidade de regularização limitada a um regime diário ou semanal.

A importância dos reservatórios de acumulação se dá na medida em que propiciam flexibilidade operacional às usinas, conferindo segurança e previsibilidade à sua geração. Em paralelo, esses reservatórios permitem que as usinas respondam com rapidez aos usuais picos de demanda no sistema, atendendo com estabilidade a

necessidade de geração adicional. Outro destaque está no melhor aproveitamento dos recursos hídricos em relação aos reservatórios a fio d'água, os quais, tendo capacidade de armazenar água para uso futuro comparativamente pequena, vertem com mais frequência as vazões que excedem a capacidade de geração da usina.

Com mais da metade do potencial técnico e econômico de geração hidráulica ainda disponível para exploração no país, segundo o Ministério de Minas e Energia, não surpreende que a potência prevista para ser adicionada à matriz nos próximos anos virá principalmente de hidrelétricas. Segundo dados do Ministério, cerca de 55% da capacidade instalada agregada ao SIN de 2013 até o fim da década será composta de hidrelétricas. Esse pode parecer um prospecto positivo a princípio. Uma avaliação mais rigorosa, porém, revela que a participação predominante da geração hidráulica no sistema brasileiro poderá sofrer redução significativa em anos vindouros.

A Expansão Futura do Parque Hidráulico Nacional

A fronteira de expansão do parque hidráulico está localizada na região Norte do país, que abrigará nos próximos anos a maior parte da nova potência instalada. De fato, os três maiores empreendimentos recentemente licitados – Belo Monte, Jirau e Santo Antônio – estão estabelecidos nessa região, e serão agregados à matriz ao longo desta década. Em relação ao futuro próximo, o Norte deverá receber cerca de 90% da potência total dos empreendimentos com viabilização prevista para o período 2017-2021, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Potência dos Projetos Hidrelétricos a Serem Viabilizados de 2017 a 2021

Região	Total (MW)	Participação
Norte	17.627	89,6%
Sul	1.126	5,7%
Sudeste / Centro-Oeste	807	4,1%
Nordeste	113	0,6%
Brasil	19.673	100%

Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A presença preponderante do Norte na expansão da matriz hidrelétrica está associada ao expressivo potencial hidráulico não aproveitado na região. Conforme mostra a Tabela 2, o Norte possui o maior potencial disponível entre as demais regiões, concentrando mais da metade do total do país.

Tabela 2 - Potencial Hidráulico Nacional Disponível

Região	Total (MW)	Participação
Norte	80.824	51,4%
Centro-Oeste	27.485	17,5%
Sudeste	18.691	11,9%
Sul	16.845	10,7%
Nordeste	13.382	8,5%
Brasil	157.226	100%

Fonte: Sistema FIRJAN a partir dados da EPE.

Conclui-se, portanto, que a estratégia de expansão do parque hidráulico amparada pelo significativo potencial hidráulico da região Norte deverá ser mantida nos próximos anos. No entanto, particularidades referentes à topografia e à hidrografia da região representam significativos desafios à geração hidráulica que, por sua vez, poderão implicar em profundas mudanças na operação do sistema elétrico.

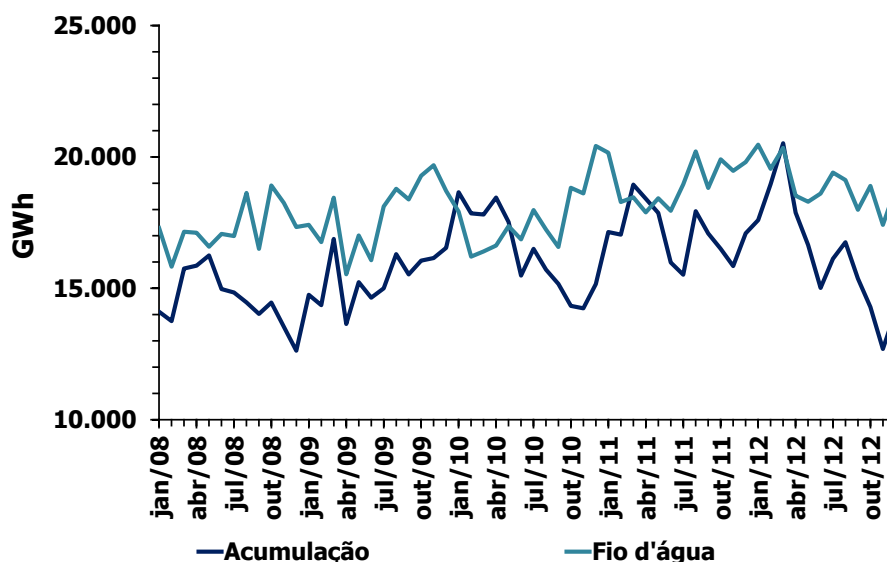
Desafios à Geração Hidráulica na Região Norte

A região Norte possui um relevo de planície, que oferece condições bastante limitadas à construção de grandes reservatórios, em especial aos de acumulação. Dessa forma, a expansão do parque hidráulico na região será amplamente apoiada, a exemplo dos últimos anos, em usinas com reservatórios a fio d'água.

Ao contrário das hidrelétricas estabelecidas na região Norte, a maior parte das usinas do país possui reservatórios de acumulação a montante (isto é, rio acima) de seus aproveitamentos. Esse arranjo é particularmente importante para usinas a fio d'água, que tendo uma capacidade de regularização comparativamente baixa, fazem proveito dos reservatórios de usinas rio acima em períodos de seca para regularizarem sua

própria geração.¹ Isso permite, portanto, que as usinas a fio d'água atualmente em funcionamento no Brasil apresentem, em média, um regime de produção similar àquele observado nas hidrelétricas com reservatórios de acumulação, conforme ilustrado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Geração Hidráulica no SIN por Tipo de Reservatório



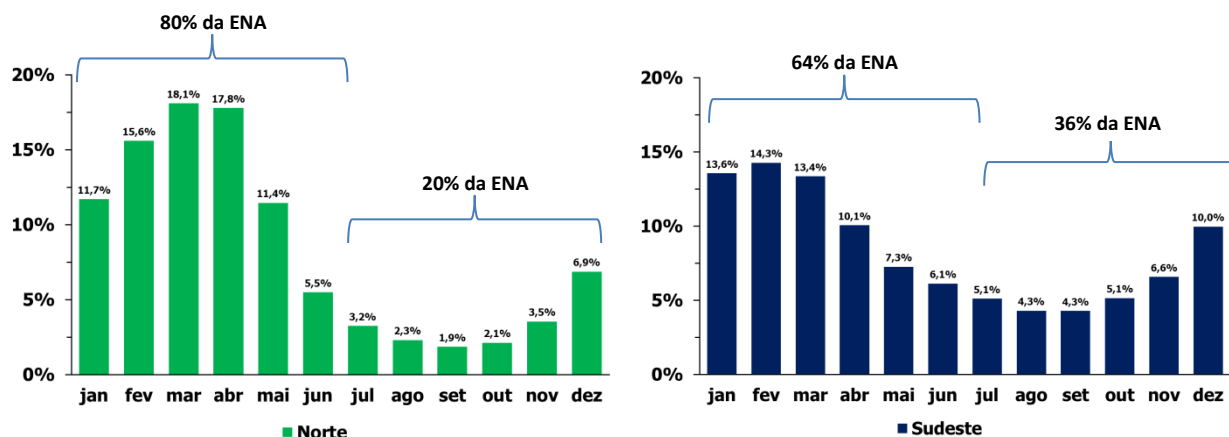
Nota: pequenas centrais hidrelétricas não estão contempladas.

Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Por não contarem com grandes reservatórios de acumulação a montante, as hidrelétricas operantes na região Norte ficarão, portanto, mais expostas a variações na vazão de seus rios, que é bastante irregular ao longo do ano. De fato, conforme ilustra a Figura 2, o regime das vazões nessa região concentra, historicamente, cerca de 80% da vazão anual no primeiro semestre, ao passo que no Sudeste, onde se encontra a maior parcela do parque hidráulico nacional, esse valor fica em torno de 64%.

¹ Um exemplo é a hidrelétrica de Itaipu, que possui reservatório a fio d'água e tem rio acima usinas com reservatórios de acumulação, sendo assim capaz de sustentar uma constância em sua geração mesmo em períodos de seca.

Figura 2 - Distribuição Anual Média da Energia Natural Afluente (ENA) nas Regiões Norte e Sudeste



Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados do ONS.

Dessa forma, por não contarem com grandes reservatórios de acumulação a montante, em adição à alta variabilidade das vazões dos rios, as usinas instaladas na região Norte estarão sujeitas a condições de operação únicas no país, significativamente menos favoráveis do que as observadas nas demais regiões. Essas condições poderão implicar em uma menor regularidade na geração das novas hidrelétricas, o que se refletirá, por sua vez, em um menor fator de capacidade desses empreendimentos.

Os empreendimentos hidrelétricos presentes no SIN no fim de 2012 possuíam um fator de capacidade médio de 0,55. De forma simplificada, isso significa que essas hidrelétricas seriam capazes de gerar, em média, 55% do máximo permitido por sua potência em um período hidrológico desfavorável. Já as hidrelétricas atualmente em fase de implantação na região Norte têm energia assegurada média comparativamente menor em relação à sua potência, e registram um fator de capacidade médio de 0,49. Essa diferença significa que cada MW instalado agregará, em média, menos energia ao sistema ao longo do ano do que os atualmente em operação.

Dessa forma, caso as futuras hidrelétricas apresentem também fatores de capacidade inferiores à média, tal circunstância deverá implicar, tudo o mais constante, na necessidade da instalação de um maior número de empreendimentos na matriz em um mesmo espaço de tempo para garantir o atendimento adequado da demanda.

Outra implicação da expansão da matriz elétrica no Norte está na diminuição significativa do ritmo de ampliação dos reservatórios do sistema, e portanto do volume

de água que pode ser estocado para ser utilizado na geração. Como a expansão do parque hidráulico ocorrerá nessa região (com hidrelétricas a fio d'água, que possuem reservatórios relativamente menores) e a demanda por energia do país continuará a se expandir de forma intensa nos próximos anos, deverá observar-se descompasso entre a expansão da energia total armazenada nos reservatórios do país e o aumento da demanda, impactando assim a capacidade de regularização do sistema hidrelétrico nacional.

O Declínio da Capacidade de Regularização do Sistema Elétrico

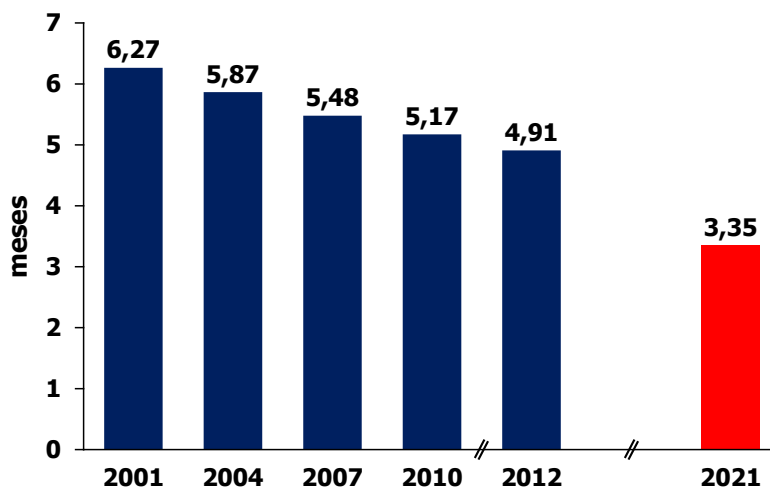
Tem-se verificado ao longo dos últimos anos uma redução gradual da capacidade de regularização do sistema elétrico.² Em 2001, por exemplo, a capacidade de regularização do SIN era de 6,27 meses. Isso significa que os reservatórios, se completamente cheios, possuíam energia armazenada sob a forma de água capaz de atender à demanda do SIN, sem a necessidade de geração complementar a partir de outras fontes, por esse período. Já em 2012, a capacidade de regularização do sistema havia contraído para 4,91 meses; uma queda de quase 1/4 em relação ao verificado onze anos antes.

Em respeito ao futuro, com a demanda prevista para seguir em trajetória ascendente e a ampliação do parque hidráulico sustentada quase exclusivamente por usinas a fio d'água, a expectativa é que seja registrada uma perda ainda mais significativa da capacidade de regularização do sistema no futuro. Com efeito, estimativas do Sistema FIRJAN apontam que a capacidade de regularização do sistema atingirá 3,35 meses em 2021 - uma queda de 32% em relação a 2012, e de 50% frente a 2001, conforme apresenta a Figura 3.³

² Enquanto a capacidade de armazenamento dos reservatórios no SIN aumentou 21% de 2001 a 2012, a demanda de energia cresceu 55% nesse intervalo.

³ De acordo com o *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*, elaborado pela EPE, a capacidade de armazenamento dos reservatórios no SIN aumentará cerca de 5% de 2012 a 2021, ao passo que a demanda crescerá em torno de 46% no mesmo período.

Figura 3 - Evolução da Capacidade de Regularização do SIN



Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados do ONS e da EPE.

A capacidade de regularização do sistema é um importante indicador no planejamento da operação do sistema, que considera em seu cálculo o volume máximo dos reservatórios, ou seja, como se todos os reservatórios estivessem 100% cheios. Como isso é praticamente impossível de se observar, é importante analisar qual seria a capacidade de regularização efetivamente possível considerando os níveis dos reservatórios médios, mínimos e máximos registrados em cada ano.

Analisando-se o período compreendido de 2001 e 2012, percebe-se que o nível médio dos reservatórios ficou em 63,8%, enquanto o menor nível observado foi de 23,2% (setembro de 2001) e o maior de 88,8% (abril de 2011), sendo que em nenhum momento ele chegou a 100%. Conforme mostra a Tabela 3 abaixo, considerando a demanda de energia média em cada ano e a média do nível dos reservatórios de 63,8%, tem-se que a capacidade de regularização média efetivamente observada passou de 3,99 meses em 2001 para 3,13 meses em 2012, estando prevista para atingir 2,14 meses em 2021 caso essa média se mantenha. É importante ressaltar que em 2021, mesmo que os reservatórios venham a estar no maior nível observado nos últimos doze anos (ou seja, com 88,8% ao invés da média de 63,8%), a capacidade de regularização efetiva seria de apenas 2,98 meses - menor do que a média observada em 2012 (3,13 meses).

Tabela 3 - Capacidade de Regularização Efetiva em Anos Selecionados

Nível dos Reservatórios	Capacidade de Regularização Efetiva (meses)		
	2001	2012	2021
Mínimo (23,2%)	1,46	1,14	0,78
Médio (63,8%)	4,00	3,13	2,14
Máximo (88,8%)	5,57	4,36	2,98
Completo (100%)	6,27	4,91	3,35

Fonte: Sistema FIRJAN a partir de dados do ONS e da EPE.

O impacto direto da potencial redução da capacidade de regularização do sistema se traduzirá em maior necessidade de despacho térmico, a fim de manter a segurança do sistema.

De fato, considerando o ano de 2012, percebe-se que houve grande aumento da utilização de termelétricas no *mix* de geração a partir de setembro⁴ a fim de poupar os reservatórios do SIN, que contavam então com cerca de 57% de sua energia total armazenada – o equivalente a 2,80 meses. Esses mesmos 2,80 meses em 2021, considerando a demanda prevista e a capacidade esperada de armazenamento de energia na forma de água, irão requerer reservatórios com níveis muito superiores aos observados hoje. De fato, para conseguir regularizar o sistema por 2,80 meses em 2021, os reservatórios terão que estar cheios com 84% de sua capacidade total, níveis muito mais elevados do que os observados hoje. Portanto, se o país mantiver a mesma estratégia que adota atualmente de segurança energética a partir dos reservatórios, será necessário que parte da energia térmica que é acionada hoje em situações excepcionais passe a ser despachada na base.

Fica assim claro o *trade-off* que se coloca ao país: mais usinas a fio d'água hoje, maior necessidade de termelétricas na base amanhã, o que resultará tanto em um aumento da emissão de GEE como em elevação do custo de geração de energia. Esse maior custo, por sua vez, será inevitavelmente repassado às tarifas pagas pelo consumidor final, impactando assim a competitividade do país.

⁴ Em setembro de 2012, a participação da geração térmica no SIN foi de 16%; 6 p.p. superior aos 10% registrados de janeiro a agosto daquele ano.

Conclusão

O planejamento da expansão do sistema de geração de energia do Brasil tem sido feito preponderantemente com base na construção de hidrelétricas a fio d'água, e a fronteira dessa expansão se concentra, e continuará se concentrando, na região Norte do país. A opção por usinas a fio d'água, combinada com as características geográficas e hidrográficas dessa região, poderá levar à construção de usinas com menor fator de capacidade e à diminuição do ritmo de crescimento da energia armazenada nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional.

Consequências inevitáveis advêm dessa escolha: a primeira é a rápida diminuição da capacidade de regularização do sistema, com o consequente surgimento de um *trade-off* entre vulnerabilidade hidrológica e geração térmica. Os níveis médios de regularização que o país terá em 2021 se aproximarão de níveis que hoje são considerados de risco, o que levará a necessidade desde já de aumentar os níveis de inserção de termelétricas na base de maneira regular e crescente.

A segunda, desdobramento direto da primeira, é o aumento do custo médio da geração de energia no país. Como as fontes térmicas que podem entrar na base e fornecer a segurança necessária ao sistema são mais caras do que a geração hidráulica, essa tendência deverá ser observada e poderá se acentuar ao longo dos próximos anos.

A terceira é o aumento das emissões de gases de efeito estufa: geração térmica emite significativamente mais GEE do que a geração hidráulica, o que poderá alterar o perfil de baixo carbono da matriz elétrica brasileira.

Conclui-se, portanto, pela necessidade de maior discussão entre autoridades do setor elétrico, do meio ambiente e com a sociedade sobre custos e benefícios das escolhas que estão sendo feitas hoje na matriz elétrica brasileira. Como resultado desse debate espera-se a definição das metas do planejamento do setor elétrico que almejem um equilíbrio adequado entre proteção ambiental, preço e segurança energética condizente com o desenvolvimento socioeconômico presente e esperado para o futuro do país.

Bibliografia

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas - 17/06/2013**. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG.

COMISSÃO EUROPEIA. **Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport**.

ELETROBRAS. **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Anuário de Estatístico de Energia Elétrica 2012**. Ministério de Minas e Energia.

_____. **Balço Energético Nacional 2012: Ano base 2011**. Ministério de Minas e Energia.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Ministério de Minas e Energia.

FORTUNATO, L. A. M. e outros. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. Editora da Universidade Federal Fluminense.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY - IAEA. **World Distribution of Uranium Deposits (UDEPO) with Uranium Deposit Classification - 2009 Edition**.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Electricity/Heat Statistics in 2009**. Disponível em: <<http://www.iea.org/stats/prodresult.asp?PRODUCT=Electricity/Heat>>. Acesso em: 19/07/2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **Boletim Semanal da Operação**.

_____. **Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN - Horizonte: 2013-2017**.

_____. **IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação**.