

**Setor elétrico:
uma agenda para garantir
o suprimento e reduzir
o custo de energia**

15

**Setor elétrico:
uma agenda para garantir
o suprimento e reduzir
o custo de energia**

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

PRESIDENTE

Robson Braga de Andrade

1º VICE-PRESIDENTE

Paulo Antonio Skaf (licenciado)

2º VICE-PRESIDENTE

Antônio Carlos da Silva

3º VICE-PRESIDENTE

Flavio José Cavalcanti de Azevedo (licenciado)

VICE-PRESIDENTES

Paulo Gilberto Fernandes Tigre

Alcantaro Corrêa

José de Freitas Mascarenhas

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Rodrigo Costa da Rocha Loures

Roberto Proença de Macêdo

Jorge Wicks Côrte Real (licenciado)

José Conrado Azevedo Santos

Mauro Mendes Ferreira (licenciado)

Lucas Izoton Vieira

Eduardo Prado de Oliveira

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan

1º DIRETOR FINANCEIRO

Francisco de Assis Benevides Gadelha

2º DIRETOR FINANCEIRO

João Francisco Salomão

3º DIRETOR FINANCEIRO

Sérgio Marcolino Longen

1º DIRETOR SECRETÁRIO

Paulo Afonso Ferreira

2º DIRETOR SECRETÁRIO

José Carlos Lyra de Andrade

3º DIRETOR SECRETÁRIO

Antonio Rocha da Silva

DIRETORES

Olavo Machado Júnior

Denis Roberto Baú

Edílson Baldez das Neves

Jorge Parente Frota Júnior

Joaquim Gomes da Costa Filho

Eduardo Machado Silva

Telma Lucia de Azevedo Gurgel

Rivaldo Fernandes Neves

Glauco José Côrte

Carlos Mariani Bittencourt

Roberto Cavalcanti Ribeiro

Amaro Sales de Araújo

Sergio Rogerio de Castro (licenciado)

Julio Augusto Miranda Filho

CONSELHO FISCAL

TITULARES

João Oliveira de Albuquerque

José da Silva Nogueira Filho

Carlos Salustiano de Sousa Coelho

SUPLENTES

Célio Batista Alves

Haroldo Pinto Pereira

Francisco de Sales Alencar



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA



Setor elétrico: uma agenda para garantir o suprimento e reduzir o custo de energia

15

Mapa Estratégico

DA INDÚSTRIA 2013-2022

UMA AGENDA PARA A COMPETITIVIDADE

BRASÍLIA, 2014



PROPOSTAS DA INDÚSTRIA
Eleições 2014

©2014. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI
Diretoria de Relações Institucionais – DRI

FICHA CATALOGRÁFICA

C748s

Confederação Nacional da Indústria.

Setor elétrico : uma agenda para garantir o suprimento e reduzir o custo de energia. –
Brasília : CNI, 2014.

73 p. : il. – (Propostas da indústria eleições 2014 ; v. 15)

1. Setor Energético. 2. Matriz Energética. I. Título. II. Série.

CDU: 537

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

Tel.: (61) 3317-9000

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.cni.org.br>

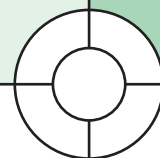
Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.org.br

O **Mapa Estratégico da Indústria 2013-2022** apresenta diretrizes para aumentar a competitividade da indústria e o crescimento do Brasil. O Mapa apresenta dez fatores-chave para a competitividade e este documento é resultado de um projeto ligado ao fator-chave Infraestrutura

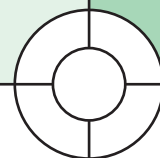




LISTA DE TABELAS, FIGURAS E GRÁFICOS

TABELA 1	Redução nas tarifas de energia – MP 579.....	21
TABELA 2	Economia prevista – MP 579	22
GRÁFICO 1	Tarifas médias	26
GRÁFICO 2	Série de distribuição percentual da Energia Natural Afluente (ENA) em relação à Média de Longo Termo (MLT)	28
GRÁFICO 3	Série de Energia Armazenada (EAR) em relação à capacidade dos reservatórios	29
GRÁFICO 4	Comparação entre o esvaziamento real e a simulação oficial (<i>backcasting</i>) do sistema em 2012.....	30
GRÁFICO 5	Simulação (com calibração) x operação real para 2012	31
GRÁFICO 6	Simulação (com calibração) x operação real para 2013	32
GRÁFICO 7	Capacidade de geração.....	35

GRÁFICO 8	Média das afluições mensais à usina de Furnas, na região Sudeste	49
GRÁFICO 9	Afluições mensais à usina de Furnas – Sudeste.....	50
GRÁFICO 10	Vazões anuais de Furnas (ordem crescente).....	50
GRÁFICO 11	Razão área inundada/potência instalada em 2007 versus razão para novas usinas.....	55
GRÁFICO 12	Razão entre a afluição média futura e a afluição média histórica.....	62
FIGURA 1	Esquema de oferta e demanda.....	36
FIGURA 2	Metodologia do mre	42
FIGURA 3	Esquema de projeção para acl	45
FIGURA 4	Principais bacias com geração hidroelétrica (CNRH, 2003)	51
FIGURA 5	modelo digital de terreno para uma usina da bacia do rio Ivaí.....	60
FIGURA 6	relatório da revista nature - 2011	62



SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO	11
1 A QUESTÃO TARIFÁRIA	19
1.1 Composição das tarifas para o consumidor	19
1.2 Ações de redução tarifária em 2012.....	21
1.3 Descontratação das distribuidoras.....	23
1.4 Custos adicionais em 2013	24
1.5 Tarifas de 2014 e 2015	26
1.6 Por que o leilão de contratação em 2012 não foi realizado?	27
1.7 Por que os preços de curto prazo estiveram – e estão – tão elevados?	28
1.8 Recomendações.....	32
2 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO.....	35
2.1 Contratação de nova capacidade pelo ACR.....	37
2.2 Contratação de nova capacidade pelo segmento livre (ACL)	38
2.3 Implementar alternativas viáveis de geração distribuída e “Smart Grid”	46

3	A QUESTÃO HIDRELÉTRICA.....	47
3.1	Obstáculos à inserção de renováveis no exterior	48
3.2	Como estes obstáculos foram contornados no Brasil?	49
3.3	Inserção de eólica e bioeletricidade	53
3.4	Desafios para a geração hidroelétrica.....	54
4	GERÊNCIA INTEGRADA DE RECURSOS HÍDRICOS	67
	LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2014	71



SUMÁRIO EXECUTIVO

O preço da eletricidade é de fundamental importância para a competitividade da indústria. A iniciativa governamental, em setembro de 2012, com a edição da MP 579, de aproveitar o final das concessões de usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão para reduzir as tarifas de energia elétrica, a partir de 2013, foi positiva para a indústria.

Os aumentos tarifários de 2014, e os previstos para 2015, deverão anular a maior parte desse benefício. Um levantamento recente da Firjan indica que os aumentos de 2014 colocarão as tarifas industriais na quarta posição entre as mais caras do mundo. E os reajustes previstos para 2015 poderão piorar significativamente essa situação.

É essencial analisar a causa desses aumentos e identificar ações capazes de reverter esse quadro em curto e médio prazo. A maior parte das despesas extraordinárias de 2013 e 2014 resulta da combinação de dois fatores: não foi realizado o leilão de renovação de contratos de energia que expiraram no final de 2012 e, como consequência, as distribuidoras tiveram que comprar uma quantidade recorde de energia (diferença entre consumo e contratos) no mercado de curto prazo; os preços desse mercado foram extremamente elevados tanto em 2013 quanto em 2014.

No caso da descontração, a explicação mais plausível é que se esperava que a adesão de todos os geradores à proposta de antecipação da renovação das concessões da MP 579 permitisse compensar os contratos expirados, o que acabou não ocorrendo. No entanto, o mais importante em termos de perspectivas futuras é que houve uma percepção do problema e se tentou corrigi-lo em três ocasiões. A primeira foi um leilão extraordinário em abril de 2013, que não atraiu geradores interessados. Um segundo leilão foi realizado no final de 2013, que atendeu a cerca de 40% do consumo descontratado. Finalmente, um terceiro leilão, em abril de 2014, conseguiu reduzir a maior parte da exposição ao mercado de curto prazo. A razão para esse terceiro leilão ter sido bem-sucedido foi a disposição do governo de aceitar preços maiores para os contratos (cerca de 260 R\$/MWh, o dobro do valor dos leilões de nova capacidade). Tais preços contratuais mais elevados eram necessários para compensar a alternativa dos geradores, que era continuar vendendo sua energia no mercado de curto prazo por cerca de 800 R\$/MWh.

O cenário de preços altos no mercado de curto prazo nos últimos 18 meses pode ser explicado pelo comportamento dos recursos hídricos, que são a principal fonte geradora de energia no Brasil. Embora a hidrologia do início de 2014 tenha sido adversa, é importante observar que, em 2013, quando o problema começou, ela foi quase igual à média histórica. No entanto, apesar dessa hidrologia favorável e de as usinas termelétricas terem sido fortemente acionadas em 2013, os reservatórios das hidrelétricas esvaziaram ao longo do ano, agravando a situação de 2014. O comportamento do sistema hidrelétrico em 2012 também foi anômalo, pois os reservatórios começaram o ano com o maior armazenamento da história, porém, esvaziaram tão abruptamente que o Operador Nacional do Sistema (ONS) decidiu acionar todas as térmicas a partir de outubro de 2012 e mantê-las acionadas durante o período de chuvas 2012-2013, uma ação operativa até então inédita.

A única explicação técnica que parece ser coerente com o observado desde 2012 é que a capacidade estrutural de geração (ou seja, a capacidade de produção de energia em condições hidrológicas adversas, que é o critério de planejamento do sistema) está menor do que o consumo. Seria necessário contratar 2.000 MW médios de nova capacidade para restaurar o equilíbrio entre oferta e demanda. Essa conclusão não é consensual. Vale observar que o governo não concorda com essa conclusão, usando como suporte simulações que mostrariam tranquilidade de suprimento. Há evidências técnicas, porém, de que os modelos de simulação estariam com um viés otimista em relação à realidade operativa.

A análise da capacidade estrutural de geração é essencial. Se o desequilíbrio for confirmado, o reforço de geração necessário deverá ser contratado o mais rápido possível. Caso contrário, haverá o risco de alguma dificuldade de suprimento voltar a ocorrer nos próximos anos.

É igualmente importante o exame das causas dos índices de desempenho do sistema de transmissão terem piorado significativamente nos últimos anos. Há fortes evidências de que os blecautes recentes foram causados por falhas nas subestações, e não por atrasos na construção de reforços de transmissão. Isso não significa, contudo, que a eliminação desses atrasos não seja importante. É também primordial, pois podem afetar significativamente o desempenho futuro do sistema.

Recomendações

1 Adotar medidas de curto prazo para reduzir as tarifas de energia

Como mencionado, a MP 579 foi vantajosa para todos os consumidores. No entanto, uma das medidas governamentais, relacionadas com os benefícios da antecipação da renovação das concessões de geração, tratou de maneira assimétrica os segmentos de consumo regulado (ACR) e livre (ACL), pois transferiu os ganhos somente para o ACR.

Esse tratamento diferenciado não se justifica, pois os consumidores industriais que estão no ACL contribuíram, ao longo de muitas décadas, para a construção e a remuneração das usinas hidrelétricas exatamente da mesma maneira que os demais. Por essa razão, propõe-se que os benefícios da geração cuja concessão expira a partir de julho de 2015 sejam repartidos de maneira equitativa entre ambos os segmentos.

O ambiente de livre contratação é um importante fator de competitividade para o mercado de energia e constitui uma conquista que não pode ser perdida. Nesse mercado estão as grandes indústrias que formam a base das cadeias produtivas nacionais.

2 Expandir a capacidade de geração

É necessário contratar 13 GW médios de nova capacidade de geração (garantia física) para atender ao crescimento de demanda até 2023. Até 2030, esse montante aumentaria para 40 GW médios.

a. Aperfeiçoar a metodologia de contratação da nova capacidade pelo segmento regulado (ACR)

O principal instrumento para contratação de nova capacidade de geração no modelo do setor elétrico é o leilão de energia nova para o segmento de consumo regulado (ACR). Esses leilões, realizados desde 2005, foram muito bem-sucedidos. Foram contratados até hoje 65 mil MW (potência instalada) de nova capacidade (cerca de 800 bilhões de reais em contratos) de um “mix” de fontes energéticas que incluem hidrelétricas convencionais, eólicas, cogeração a biomassa e usinas termelétricas (gás natural, carvão e óleo).

Existem duas oportunidades de aperfeiçoamento no processo de expansão da capacidade de geração. A primeira é aprimorar o critério dos leilões, que atualmente é baseado em um único parâmetro, o custo da geração da energia para o consumidor. É importante acrescentar outros parâmetros, tais como a região em que a nova geração deve ser instalada (o que evitaria reforços substanciais na transmissão); a capacidade de atendimento não só ao consumo de energia, mas também à demanda máxima; e a “despachabilidade”, que é capacidade de produzir energia adicional em casos de imprevistos (isso permitiria maior inserção de fontes como eólica ou biomassa, cuja produção a cada instante não pode ser controlada pelo Operador Nacional).

b. Estimular a contratação da nova capacidade pelo segmento livre (ACL)

O segundo aperfeiçoamento proposto refere-se à participação do segmento de consumidores livres (ACL) na expansão da capacidade de geração. Atualmente, a única participação desse segmento nos leilões de energia nova é uma cota determinada pelo governo na licitação da geração hidrelétrica. Um obstáculo à maior participação dos consumidores livres nesses leilões é a duração dos contratos (20 ou mais anos), pouco adequada à necessidade de maior flexibilidade da indústria. Outra dificuldade é que os contratos de suprimento oferecidos nos leilões são bastante padronizados, o que novamente pode não atender a requisitos específicos de cada indústria.

Embora a regulamentação permita que os consumidores livres negociem a construção de nova capacidade, na prática isso não ocorre pelas seguintes razões: (i) no caso da energia hidrelétrica convencional, que é uma concessão federal, a destinação é determinada pelo governo; (ii) a geração termelétrica a gás natural e carvão importado é pouco atraente para os consumidores livres porque, além de seu custo como um todo ser maior do que o da hidrelétrica, ele varia significativamente a cada ano devido a mudanças nos preços internacionais dos combustíveis e à duração do acionamento das termelétricas pelo ONS a cada ano (fator de despacho); (iii) a geração eólica e cogeração a biomassa têm características atraentes em termos de preço e tamanho. No entanto, sua produção de energia varia muito a cada mês e ao longo do ano. Essa variabilidade faz com que o contrato de suprimento que interessaria ao consumidor livre, no qual o gerador se compromete a fornecer uma quantidade fixa de energia por um preço também fixo, é muito arriscado para o gerador. Os consumidores regulados absorvem esse risco assinando um contrato especial (“por disponibilidade”) em que essas fontes não têm obrigação de produzir uma quantidade fixa de energia a cada mês.

É fundamental que haja um aperfeiçoamento regulatório capaz de viabilizar a contratação de eólicas e biomassa pelo ACL. A ideia é ampliar o esquema conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), usado para reduzir o risco de contratação da geração hidrelétrica (cuja produção é também muito variável) para incorporar essas tecnologias renováveis. Propõe-se equacionar os dois obstáculos que existiam para tal incorporação: (i) a confiabilidade das medidas de vento e produção de biomassa; (ii) como representar o fato de que o “pedágio” para se incorporar ao MRE deveria depender da variabilidade da produção de cada usina (a resposta vem de uma extensão da teoria de portfólios de ações em bolsa).

3 Implantar a gerência integrada de recursos hídricos

O ONS anunciou recentemente que iria pleitear junto à Agência Nacional de Águas (ANA) e ao Ibama a relaxação temporária de restrições de defluência e de armazenamento mínimos de várias usinas hidrelétricas. Embora a razão desse pedido, que é aumentar a segurança de suprimento de eletricidade, seja inteiramente compreensível, é importante registrar que ele causa prejuízos a diversos segmentos da população. Por exemplo, o esvaziamento do reservatório de Furnas teve um impacto muito negativo na atividade turística da região, centrada em torno do lago daquela usina. No caso de Três Marias, foram necessárias medidas para assegurar o abastecimento de água para as cidades vizinhas. No do rio São Francisco,

os impactos incluem abastecimento de água, irrigação, navegação e possibilidade de entrada de sal nos terrenos agrícolas perto da foz.

Uma preocupação recorrente das agências que gerenciam os recursos hídricos das bacias é que a acomodação emergencial dos pedidos do ONS não é seguida por uma discussão estrutural de como gerenciar da melhor maneira possível os interesses de diferentes agentes para o uso dos recursos. Por exemplo, o mesmo pedido emergencial de reduzir as vazões mínimas do rio São Francisco já havia sido feito no ano de 2013 e em anos anteriores.

A necessidade de uma gerência integrada desses recursos, em que cada setor seja tratado em pé de igualdade com o setor elétrico, se torna ainda mais evidente quando se examina a questão dasclusas das usinas hidrelétricas. Como amplamente mostrado em estudos da CNI, as hidrovias possibilitam uma redução expressiva dos custos do agronegócio, que é um dos principais agentes para o crescimento econômico do país.

Por essas razões, propõe-se que seja analisado e implantado um esquema de gerência de recursos hídricos por bacia, no qual geração hidrelétrica, irrigação, abastecimento de água, qualidade de água, piscicultura e hidrovias sejam administrados de maneira integrada. A região Nordeste poderia ser o primeiro exemplo dessa abordagem integrada.

4 A questão dos reservatórios

Um subtema crucial da gerência integrada dos recursos hídricos é a questão dos reservatórios. A capacidade de regularizar as vazões dos rios e, com isso, aumentar a segurança operativa e reduzir os gastos com geração termelétrica, tem sido historicamente um componente essencial de nosso parque gerador. Os benefícios dos reservatórios vão muito além do setor elétrico, pois, dentre outros, permitem a construção de sistemas de irrigação capazes de funcionar mesmo durante secas prolongadas, asseguram a navegação fluvial em vários trechos de rios ao longo de todo o ano e viabilizam atividades econômicas específicas, como piscicultura e turismo.

No entanto, apesar de todos esses benefícios, o que se constata atualmente é uma proibição “a priori” à construção de novos reservatórios de regularização. Embora equívocos anteriores como os da usina de Balbina tenham levantado preocupações legítimas com impactos socioambientais em áreas inundadas, é preciso buscar um aproveitamento racional dos recursos naturais do país, em que os aspectos ambientais não sejam vistos como restrições, e sim incorporados como objetivos. É possível aperfeiçoar o planejamento nessa direção, englobando a componente ambiental desde a etapa de inventário.

5 Aperfeiçoar a gestão dos empreendimentos do setor elétrico

O atraso sistemático das obras do setor é um problema crônico que precisa ser resolvido. As frequentes alterações nos cronogramas das obras aumentam o seu custo e impactam na oferta de energia. Torna-se necessário um choque de gestão que reduza a burocracia em todas as instâncias de governo pertinentes aos empreendimentos.

6 Implementar alternativas viáveis de geração distribuída e “Smart Grid”

A geração distribuída (pequenas usinas, cogeração, miniusinas e microusinas) pode ser um vetor fundamental de redução de custos para todos os agentes envolvidos. No entanto, a forma com que ela será (ou não) introduzida no setor elétrico brasileiro e a maneira como seus custos serão alocados entre os agentes poderá acabar resultando em conflitos que retardarão o seu desenvolvimento e/ou resultando em investimentos ociosos (“*stranded costs*”).

Em particular, o desenvolvimento de geração distribuída no âmbito das redes de distribuição tem o potencial tanto de resolver problemas inerentes a essas redes (pela introdução de geração em pontos congestionados nos quais a expansão seria muito custosa) quanto de prejudicar o próprio serviço de distribuição (se a geração for introduzida em locais já com excesso de geração ou deixar ociosos investimentos recentes em expansão da rede de distribuição). As regras atuais tendem a deixar em posições antagônicas os distribuidores e grande parte da geração distribuída, criando conflitos desnecessários e potenciais impasses no desenvolvimento e penetração dessas novas tecnologias no Brasil.

A questão já é sentida em vários sistemas, especialmente nos EUA e na Europa, e tem causado discussões profundas sobre os estímulos e benefícios da geração distribuída. A rápida evolução tecnológica acentua os riscos e oportunidades subjacentes, com novas tecnologias e modelos de geração e distribuição suplantando os incumbentes em uma velocidade até agora desconhecida do setor elétrico.

É necessário mudar as regras atuais para viabilizar e incentivar parcerias entre geração distribuída e distribuidoras (parcerias GDD), com alocação adequada de custos e benefícios entre geradores, distribuidores e consumidores, em vez de colocá-los em posições adversárias.



1 A QUESTÃO TARIFÁRIA

A iniciativa governamental, em setembro de 2012, de aproveitar o final das concessões de usinas hidrelétricas e sistemas de transmissão para reduzir as tarifas de energia elétrica a partir de 2013 foi muito positiva tanto para a indústria como para a população em geral. Infelizmente, os aumentos tarifários de 2014 e previstos para 2015 deverão anular esse benefício. De acordo com um levantamento feito pela FIRJAN, os aumentos de 2014 colocarão as tarifas industriais na quarta posição entre as mais caras do mundo¹; os aumentos previstos para 2015 poderão piorar significativamente esta situação.

Dado o impacto do preço da eletricidade na competitividade da indústria, é importante analisar a causa desses aumentos e identificar ações que poderiam reverter esta situação a curto e médio prazo. Inicialmente, detalharemos a previsão das tarifas para 2014 e 2015.

1.1 Composição das tarifas para o consumidor

As análises a seguir se referem à chamada *tarifa de fornecimento*, que é basicamente o que vem na conta de energia elétrica, porém sem os impostos ICMS e PIS/COFINS (a razão é

¹ VALOR ECONÔMICO. 16 de maio de 2014.

que o ICMS varia muito de estado para estado). Esta tarifa pode ser dividida em três grandes parcelas: (1) estrutural; (2) conjuntural; e (3) encargos.

a. Estrutural - abrange os custos conhecidos com antecedência em cada ano: (a) remuneração dos investimentos em transmissão e distribuição; e (b) custo, da parcela fixa, dos contratos de suprimento de energia.

b. Conjuntural - como indica o nome, esta parcela da tarifa cobre os custos que *não* são conhecidos com antecedência, pois dependem da evolução, ao longo do ano, do preço da energia no mercado de curto prazo e do acionamento das usinas termelétricas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Os itens que dependem do preço de curto prazo são: (a) custo de compra da diferença entre montante contratado e o consumo de energia em cada mês; e (b) receita pela venda da energia produzida pelos geradores contratados nos leilões de reserva. Já os itens que dependem do acionamento das termelétricas são: (c) ressarcimento do custo operativo das térmicas acionadas que foram contratadas “por disponibilidade”²; e (d) renda resultante da venda, no mercado de curto prazo, da diferença entre a produção de energia da térmica e o montante contratado.

c. Encargos - tem como objetivo cobrir os seguintes subsídios: (a) Luz para Todos; (b) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC (compensação dos custos mais elevados de regiões isoladas, que são atendidas por geração termelétrica local); (c) tarifa especial para consumidores de baixa renda; e (d) descontos na tarifa de distribuição para consumidores que se contratam com fontes renováveis (contratação incentivada); e outros.

A cada ano, na época do reajuste ou revisão tarifária da distribuidora, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL incorpora à nova tarifa os custos estruturais para o próximo ano. No caso dos custos conjunturais, a ANEEL adiciona dois termos: (i) uma *previsão* dos mesmos, mais (ii) o *ajuste* entre o custo previsto no ano anterior e o que efetivamente ocorreu ao longo do ano. Em outras palavras, a distribuidora adianta do próprio bolso a diferença entre custo real e previsto, para ressarcimento no ano seguinte.

Assim como no caso da parcela conjuntural, a ANEEL faz uma previsão dos gastos com encargos e os incorpora à nova tarifa. A distribuidora, por sua vez, transfere o valor

² Neste tipo de contrato, que é semelhante a um aluguel, o consumidor paga um montante fixo mensal, incluído na parcela estrutural da tarifa, e cobre os custos operativos.

incorporado para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a qual é usada para pagar os diversos subsídios (a CDE é gerenciada pela Eletrobras). Diferentemente do visto acima para os custos conjunturais, as distribuidoras não cobrem automaticamente as diferenças entre os gastos reais da CDE e os recursos disponíveis naquela conta, para compensação posterior na tarifa; esta ação requer uma diretriz da ANEEL, razão pela qual a conta da CDE ficou desequilibrada desde 2012.

1.2 Ações de redução tarifária em 2012

Para entender o que aconteceu em 2013 e 2014, deve-se começar em setembro de 2012, quando o governo anunciou, por meio da MP 579, ações para reduzir em 20% as tarifas. Como mostra a tabela a seguir, esta redução seria alcançada com a combinação das seguintes medidas: (i) redução do custo dos contratos de usinas hidrelétricas a partir de 2013, em troca da renovação das concessões que expirariam a partir de 2015; (ii) idem para sistemas de transmissão com concessões a expirar; e (iii) eliminação de alguns encargos, como a RGR, e redução dos custos dos demais, em particular a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, por meio de melhorias na gestão.

TABELA 1 – REDUÇÃO NAS TARIFAS DE ENERGIA – MP 579

	Redução de despesas		Premissa
	R\$ bilhão	R\$/MWh	
Geração	8,1	25	13,1 GW médios Custo reduzido de 95 para 25 R\$/MWh
Transmissão	6,0	13	Redução da RAP de 9,2 para 2,7 bilhões de R\$ Apropriação de 6 bilhões para o consumo
Encargos	7,6	18	Fim do encargo RGR (1,6 bi) Fim do encargo CCC (3,2 bi) Redução de 75% do encargo CDE (2,8 bi)
Redução total	21,7	57	
Tarifa média de fornecimento		280	
Redução		20%	

Fonte: PSR.

Nos estudos preparatórios para o anúncio, o governo projetou uma economia de 57 R\$/MWh nas tarifas de fornecimento dos consumidores regulados (ACR), que correspondem a 75% do consumo de energia do país. Como mostra a tabela, esta economia corresponde a 20% da tarifa de fornecimento na ocasião, 280 R\$/MWh (média de todas as distribuidoras).

Dado que a redução almejada do encargo CDE não poderia ser alcançada imediatamente, pois dependia de ações de melhoria de gestão, o governo decidiu aportar um subsídio de 3,3 bilhões de reais àquela conta nos anos 2013 e 2014.

Após o anúncio da medida, o governo teve que revisar para baixo suas estimativas de redução tarifária. A razão é que, à exceção do grupo Eletrobras, as empresas geradoras preferiram não renovar as concessões e continuar com os contratos atuais³, em contraste, todas as empresas transmissoras aderiram à renovação. Como mostra a tabela a seguir, a economia prevista passou de 57 para 42 R\$/MWh, o que permitiria uma redução de apenas 15%.

TABELA 2 – ECONOMIA PREVISTA – MP 579

	Redução de despesas		Premissa	Realidade
	R\$ bilhão	R\$/MWh		
Geração	4,2	13	13,1 GW médios Custo reduzido de 95 para 25 R\$/MWh	7,8 GW médios (não adesão) Custo reduzido de 95 para 33 R\$/MWh
Transmissão	5,0	11	Redução da RAP de 9,2 para 2,7 bilhões de R\$ Apropriação de 6 bilhões para o consumo	Redução da RAP de 9,2 para 3,7 bilhões de R\$ Apropriação de 5 bilhões para o consumo
Encargos	7,6	18	Fim do encargo RGR (1,6 bi) Fim do encargo CCC (3,2 bi) Redução de 75% do encargo CDE (2,8 bi)	Fim do encargo RGR (1,6 bi) Fim do encargo CCC (3,2 bi) Redução de 75% do encargo CDE (2,8 bi)
Redução total	16,8	42		
Tarifa média de fornecimento	280			
Redução	15%			

Fonte: PSR.

O governo decidiu, então, manter a redução de 20% prometida por meio de um aumento do subsídio do Tesouro à CDE em 2013, que passou de 3,3 para 8,0 bilhões de reais (para 2014, o valor também foi aumentado de 3,3 para 9,0 bilhões de reais).

³ As concessões não renovadas serão leiloadas a partir de julho de 2015. As atuais concessionárias podem participar deste leilão.

No entanto, como será visto a seguir, os custos do setor elétrico em 2013 e 2014 foram muito maiores do que os previstos pelo governo. Isso se deveu à combinação de dois fatores: (i) o consumo das distribuidoras não estava 100% coberto por contratos, ao contrário do que determina a regulamentação setorial; e (ii) os custos de compra da diferença entre consumo e contrato no mercado de curto prazo foram extremamente elevados.

1.3 Descontratação das distribuidoras

Em dezembro de 2012 venceram cerca de 8.600 MW médios em contratos de suprimento de energia das distribuidoras. Esses contratos haviam sido firmados no primeiro leilão de energia existente, realizado em 2005. Como as distribuidoras têm obrigação regulatória de estar 100% contratadas, era vital, e está na lei, que fosse realizado até o fim de 2012 um leilão de recontração.

No entanto, as distribuidoras não têm autoridade para convocar, por si mesmas, um leilão de contratação; esta convocação só pode ser feita pelo governo. Por razões que serão discutidas posteriormente, o governo *não* determinou a realização do leilão. Como consequência, as distribuidoras ficaram *descontratadas* em 2.000 MW médios em 2013; e em 2.500 MW médios em 2014⁴.

Nesta situação, a única opção para as distribuidoras é comprar a diferença entre o consumo de energia e o montante contratado no mercado de curto prazo. Dado que as distribuidoras não tiveram qualquer culpa pela descontratação, a regulamentação determina que os custos de compra sejam transferidos para as tarifas. No entanto, como visto acima, as distribuidoras deveriam arcar com as despesas de compra de energia no mercado de curto prazo, para ressarcimento posterior, à época da revisão ou do reajuste tarifário.

⁴ A razão de as distribuidoras não ficarem descontratadas em 8.600 MW médios, que foi o montante de contratos que expirou, é que 5.100 MW médios destes contratos foram compensados por contratos a preços mais reduzidos das geradoras do grupo Eletrobrás (que, como visto, aderiu à renovação das concessões); e 1.500 MW médios adicionais eram contratos suplementares ao consumo previsto (este suplemento é permitido pela regulamentação, pois permite que o consumo fique 100% coberto por contratos mesmo com aumentos inesperados do mesmo). Portanto, o montante descontratado é igual a $8.600 - 5.100 - 1.500 = 2.000$ MW médios.

1.4 Custos adicionais em 2013

Como os preços de curto prazo estiveram extremamente elevados durante todo o ano, estas despesas de compra foram bilionárias. Como consequência, a capacidade financeira das distribuidoras se exauriu rapidamente e, já em abril de 2013, elas corriam um sério risco de “quebrar”. Diante desta situação emergencial, o governo procurou reequilibrar economicamente as distribuidoras por meio de um empréstimo (sem juros) de 10 bilhões de reais, que seria pago em cinco anos, a partir de 2014 por meio de um aumento nas tarifas (posteriormente, este primeiro pagamento foi adiado para 2015). Isso nos permite concluir que:

O custo adicional para setor elétrico em 2013 devido à descontração e subsídios foi 18,0 bilhões de reais, dos quais 10 bilhões serão pagos pelos consumidores, a partir de 2015; os 8,0 bilhões restantes foram pagos pelos contribuintes naquele ano (subsídio para garantir a redução nas tarifas almejada pelo governo, visto acima)*.

* A rigor, também deveria ser contabilizado como custo para o contribuinte o fato de o empréstimo de 10 bilhões de reais do Tesouro ter juro zero. De maneira muito simplificada, supondo que a taxa de captação do governo é cerca de 7%, o subsídio financeiro seria dado pelo produto $14,5 \times 0,07 \approx 1$ bilhão de reais por ano. A conta real é mais complexa, porque é necessário descontar o valor amortizado de cada ano.

1.4.1 Custos adicionais em 2014

Apesar de todas as usinas termelétricas terem sido acionadas de forma quase ininterrupta ao longo de 2013⁵, e de a hidrologia naquele ano ter sido bastante favorável, os reservatórios das usinas hidrelétricas continuaram a esvaziar (a razão para este comportamento anômalo das hidrelétricas será discutida posteriormente). Como consequência, os preços no mercado de curto prazo de 2014 foram ainda mais elevados que os de 2013. Dado que as distribuidoras continuavam a ter que comprar energia no mercado de curto prazo (agora para compensar uma descontração de 2.500 MW médios⁶), o desequilíbrio financeiro voltou a ocorrer, e de forma ainda mais severa do que em 2013.

Estimaram-se os custos de 2014 fazendo balanços detalhados, para cada distribuidora, das diferenças entre as despesas conjunturais (incluindo compra de energia no mercado de curto prazo, pagamento do custo de combustível das térmicas contratadas por disponibilidade, e

⁵ Mais precisamente, o acionamento maciço das usinas termelétricas começou em outubro de 2012 e deve continuar até o final de 2014.

⁶ Uma das razões principais para a descontração ter aumentado de 2013 para 2014 é que, ao final de 2013, expiraram outros contratos de suprimento que haviam sido firmados no leilão de 2005.

outros) e o montante previsto pela ANEEL para a parcela conjuntural das tarifas⁷. Em outras palavras, está-se calculando os custos *adicionais* aos que os consumidores pagariam em uma situação normal, em que as distribuidoras não estivessem descontratadas. Observa-se, adicionalmente, que os balanços levaram em conta os resultados do leilão de contratação de energia existente realizado em maio de 2014, o qual reduziu a exposição das distribuidoras de 2.500 para cerca de 500 MW médios. O resultado desses balanços indica que:

O custo adicional estimado para as distribuidoras em 2014 será 25,0 bilhões de reais.

A tabela a seguir mostra como este custo será pago pelos consumidores.

Montante (bilhões R\$)	Como será pago pelo consumidor
3,1	A ser repassado nas tarifas de 2015 (distribuidoras que já tiveram reajuste tarifário até abril de 2014)
7,8	A ser repassado nas tarifas de 2014 (reajustes)
1,0	Empréstimo do Tesouro (a ser pago em cinco prestações a partir de 2015)
11,2	Empréstimo bancário (a ser pago em dois anos a partir de 2015)
1,9	Saldo (possivelmente será pago com novo empréstimo bancário)
25,3	Total

Fonte: PSR.

Por sua vez, os contribuintes pagarão em 2014 o subsídio já mencionado de 9,0 bilhões de reais à CDE. Assim como em 2013, o objetivo original deste subsídio era garantir a redução de 20% das tarifas até que as medidas de eficiência que reduziriam os custos da CDE fizessem efeito, em 2015. No entanto, tem-se observado um aumento dos custos desta conta, ao invés de uma redução⁸. A análise acima nos permite concluir que:

⁷ De janeiro até abril foram usadas as informações registradas pela ANEEL e pelo mercado de curto prazo; a partir de maio, estes custos vieram de simulações probabilísticas da operação do sistema.

⁸ Foi noticiado recentemente que há vários meses a CDE não paga os custos operativos das termelétricas dos sistemas isolados, por insuficiência de saldo.

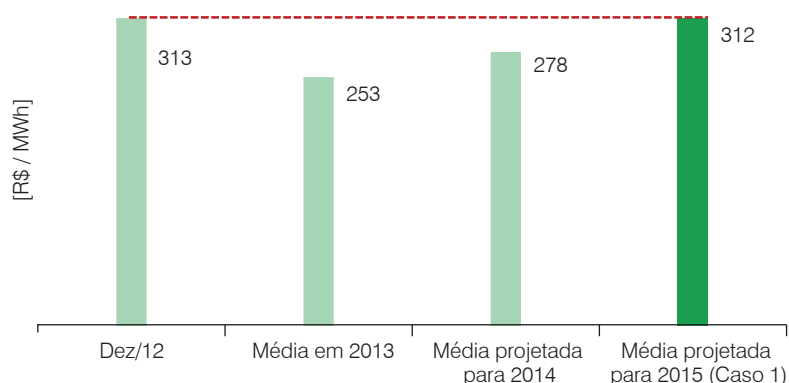
O custo adicional para o setor elétrico em 2014 devido à descontração e subsídios foi de 34,0 bilhões de reais, dos quais 25,0 bilhões serão pagos pelos consumidores (uma parte menor em 2014, o restante a partir de 2015). Os 9 bilhões restantes foram pagos pelos contribuintes. Somando os 18,0 bilhões de reais de 2013, calculados anteriormente, chega-se a um total de 52,0 bilhões de reais, dos quais os consumidores arcarão com $25,0 + 10,0 = 35,0$ bilhões, e os contribuintes, com $8,0 + 9,0 = 17,0$ bilhões.

1.5 Tarifas de 2014 e 2015

As tarifas de fornecimento para 2014 e 2015 foram estimadas calculando, para cada distribuidora, os custos estruturais, conjunturais e encargos e o processo de revisão ou reajuste tarifário das mesmas. Em particular, incorporou-se nas tarifas de 2015 o benefício de contratos de geração mais baratos devido aos leilões das concessões hidrelétricas vincendas que serão realizados a partir de julho daquele ano.

A figura a seguir mostra as tarifas de fornecimento (média para as 30 maiores distribuidoras) para a classe de consumo A4-Azul nos seguintes momentos: (i) dezembro de 2012, isto é, imediatamente antes de entrarem em vigor as medidas de redução tarifária; (ii) média de 2013; (iii) média projetada para 2014; e (iv) média projetada para 2015. Todos os valores estão ajustados monetariamente para abril de 2014.

GRÁFICO 1 – TARIFAS MÉDIAS



Fonte: PSR.

Observa-se na figura que, de fato, houve uma redução de 20% nas tarifas de 2013 com relação a dezembro de 2012. Porém, esta redução foi obtida à custa de um empréstimo de 10 bilhões de reais, a ser pago pelos consumidores a partir de 2015; e de subsídios de 8 bilhões de reais dos contribuintes. Para 2014, quando uma parte dos custos adicionais foi repassada às tarifas (o restante foi transferido para 2015), estima-se um aumento médio de 10% em termos reais, incluindo a inflação, o aumento é de cerca de 16%. Finalmente, observa-se que o aumento estimado das tarifas de 2015 em relação a 2014 é de 12% (valores reais). Com este aumento:

As tarifas de 2015 deverão voltar ao nível de dezembro de 2012, em termos reais, o que significa uma reversão da redução almejada pelo governo na MP 579.

A análise acima nos permite concluir que os custos adicionais resultantes da combinação de descontratação das distribuidoras e preços elevados no mercado de curto prazo por um longo período tiveram um impacto bastante adverso para a competitividade da indústria, bem como para consumidores e contribuintes em geral. A magnitude deste impacto negativo torna importante analisar, em mais detalhe, porque esta combinação adversa ocorreu. O objetivo desta análise, é identificar se há alguma medida preventiva ou corretiva que deveria ser tomada para evitar que problemas semelhantes voltem a ocorrer no futuro.

1.6 Por que o leilão de contratação em 2012 não foi realizado?

O governo nunca explicou o porquê desta decisão. A explicação mais plausível é que o governo esperava que a adesão dos geradores à proposta de renovação das concessões da MP 579 permitisse compensar plenamente os contratos expirados⁹, o que acabou não ocorrendo. No entanto, o mais importante em termos de perspectivas futuras é que o governo percebeu o problema e tentou corrigi-lo em três ocasiões: a primeira foi um leilão extraordinário em abril de 2013, que não atraiu geradores interessados; um segundo leilão, realizado no final de 2013, atendeu cerca de 40% do consumo descontratado. Finalmente, o terceiro leilão de abril de 2014 conseguiu reduzir a maior parte da exposição das distribuidoras ao mercado de curto prazo¹⁰.

⁹ Ver nota de rodapé 4.

¹⁰ Observa-se que o êxito deste último leilão teve um custo relativamente alto para o consumidor, que foram contratos com preço de 260 R\$ / MWh, o dobro do preço dos leilões de nova capacidade. Esses preços contratuais mais elevados eram necessários para compensar a alternativa dos geradores, que era continuar vendendo sua energia no mercado de curto prazo por cerca de 800 R\$ / MWh.

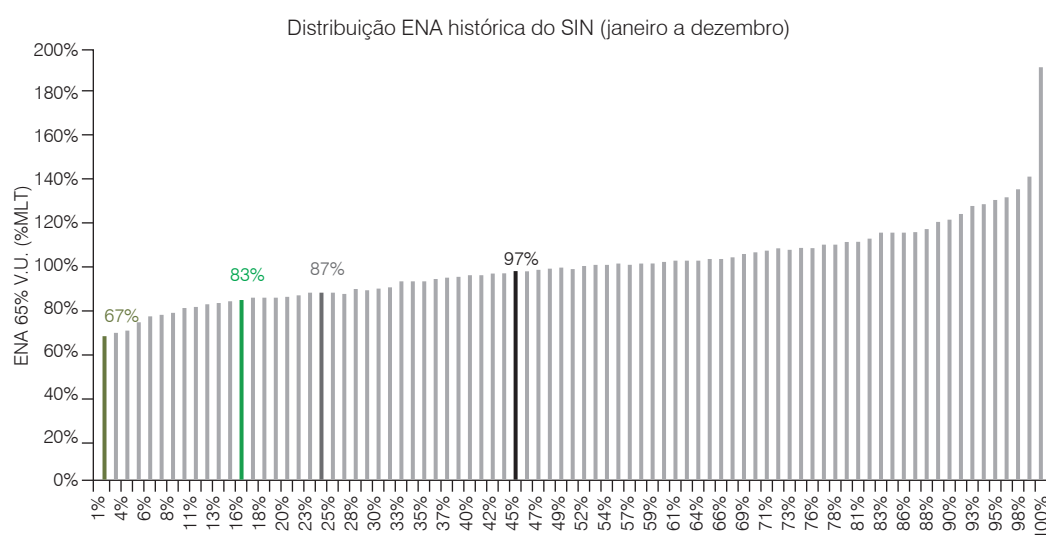
A análise acima nos permite concluir que a situação de desconstratação das distribuidoras não deve se repetir no futuro. Isso nos leva à próxima questão: por que os preços no mercado de curto prazo estiveram tão altos nos últimos 18 meses.

1.7 Por que os preços de curto prazo estiveram – e estão – tão elevados?

A resposta do governo a esta questão é que estamos em uma situação de seca extremamente severa. No entanto, será visto a seguir que a explicação é mais complexa.

Observa-se inicialmente que, embora a hidrologia do início de 2014 tenha sido de fato adversa, a hidrologia em 2013, quando o problema começou, foi igual à média histórica, o que é uma condição bastante favorável.

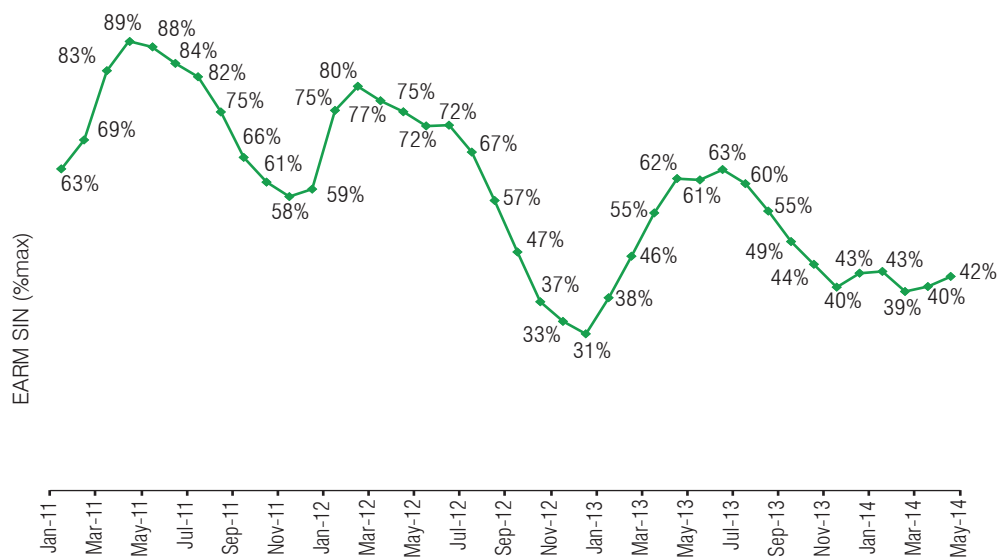
GRÁFICO 2 – SÉRIE DE DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DA ENERGIA NATURAL AFLUENTE (ENA) EM RELAÇÃO À MÉDIA DE LONGO TERMO (MLT)



Fonte: PSR.

Observa-se, adicionalmente que, apesar desta hidrologia favorável e de as usinas termelétricas terem sido fortemente acionadas durante todo o ano de 2013, os reservatórios das hidrelétricas esvaziaram ao longo do ano, agravando a situação de 2014.

GRÁFICO 3 – SÉRIE DE ENERGIA ARMazenADA (EAR) EM RELAÇÃO À CAPACIDADE DOS RESERVATÓRIOS



Fonte: PSR.

O rápido esvaziamento dos reservatórios em 2012 (em questão de meses, o sistema passou do maior armazenamento já registrado para um dos piores) também chama a atenção. A razão é que, à primeira vista, não havia razão para a ocorrência deste esvaziamento abrupto: (i) as aflúncias ao longo do ano não foram particularmente secas (87% da média histórica, o que é melhor do que 25% das séries registradas; há que se lembrar que o sistema é planejado para resistir às piores secas já ocorridas); e (ii) de acordo com o balanço da Empresa de Pesquisa Energética - EPE no Plano Decenal, a capacidade estrutural de geração era bem superior à demanda.

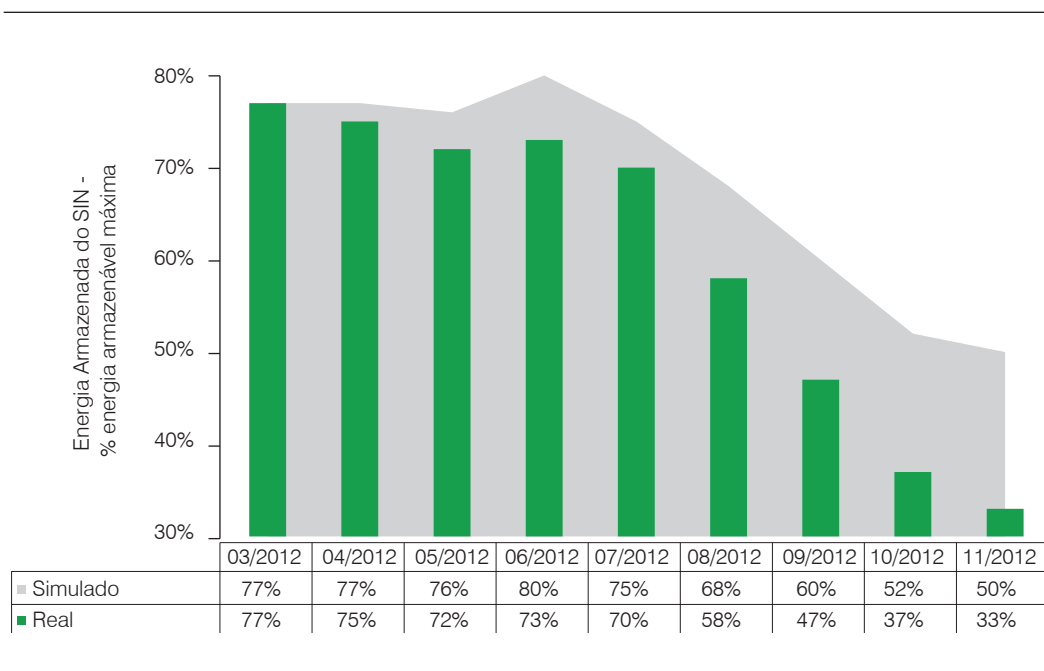
Para entender melhor o que estava ocorrendo, reproduziu-se o processo de esvaziamento dos reservatórios em 2012 através de um *backcasting*, isto é, uma simulação operativa em que, a cada mês simulado, o modelo computacional que representa em detalhe a operação do sistema¹¹ recebe, como dados de entrada, exatamente o que ocorreu naquele mês. Mais precisamente, informa-se ao modelo computacional os seguintes valores: (i) níveis de armazenamento registrados em cada reservatório no início de janeiro de 2012; (ii) consumo verificado em cada região; (iii) vazões que chegaram a cada usina hidrelétrica ao longo daquele mês; e (iv) idem para a energia produzida por cada usina termelétrica (gás, carvão, nuclear, óleo etc.) e pelas usinas eólicas e a biomassa. Com base nessas informações, o

¹¹ Este modelo computacional é o mesmo que o Operador Nacional do Sistema (ONS) usa para tomar as decisões operativas reais; e que os órgãos do governo como o MME e a EPE, utilizam para fazer as projeções de segurança operativa que vêm sendo divulgadas na imprensa.

modelo calcula os níveis de armazenamento que os reservatórios *teriam* ao final de janeiro¹². Este nível calculado é então usado como dado de entrada para a simulação do mês seguinte, fevereiro, juntamente com os valores de demanda, vazões, geração térmica etc. ocorridos naquele mês; e assim por diante, até o fim de dezembro de 2012.

Dado que: (i) o modelo de simulação deveria representar de maneira bastante fiel a operação real do sistema (pois, como mencionado, é usado tanto pelo ONS como pela agência de planejamento, EPE); e (ii) o modelo foi “alimentado”, a cada mês, com os valores que efetivamente ocorreram, era de se esperar que a evolução do nível dos reservatórios resultante deste processo de *backcasting* fosse bastante próxima à real. No entanto, isso não ocorreu. Como mostra a figura a seguir, o esvaziamento real dos reservatórios (gráfico de colunas) foi bem mais acentuado do que a simulação oficial (gráfico de área).

GRÁFICO 4 – COMPARAÇÃO ENTRE O ESVAZIAMENTO REAL E A SIMULAÇÃO OFICIAL (BACKCASTING) DO SISTEMA EM 2012



Fonte: PSR.

Um exemplo da discrepância entre a realidade e o que as simulações governamentais indicam é o nível de armazenamento ao final do ano: a simulação aponta para 50%, um valor

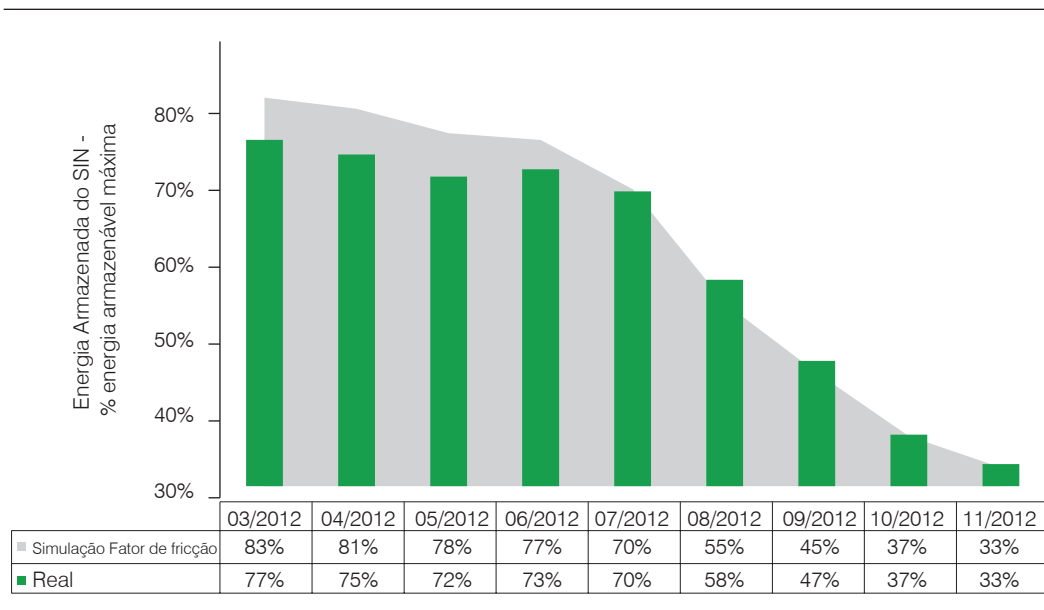
¹² Observa-se que o *total* de geração hidrelétrica do *backcasting*, a cada mês, será idêntico ao ocorrido na realidade, pois a geração hidrelétrica é, por construção, dada pela diferença entre consumo e a soma das gerações termelétricas e renovável (eólica e biomassa), cujos valores são informados ao modelo. Em outras palavras, o único “grau de liberdade” do modelo de simulação no *backcasting* é decidir quais as hidrelétricas que irão produzir o total de geração hidrelétrica pré-determinado para aquele mês.

bastante razoável para as condições mencionadas para aquele ano (hidrologia moderada e excesso estrutural de geração). No entanto, o armazenamento real foi de apenas 33%, uma diferença muito significativa.

A análise de *backcasting* permite concluir que os modelos oficiais de simulação não estão representando adequadamente todas as restrições operativas que o ONS vem enfrentando na vida real. Como consequência, existe um viés otimista nas simulações oficiais. Este viés é preocupante, pois essas simulações são utilizadas para calcular a capacidade estrutural de suprimento do sistema e para projetar as condições de segurança de suprimento do sistema.

Uma vez constatado o viés otimista, a próxima pergunta seria: é possível “recalibrar” o modelo de simulação para eliminar este viés? A resposta é sim. Quando se faz esta calibração¹³, o esvaziamento simulado passa a estar bastante próximo do real, como mostram as figuras a seguir.

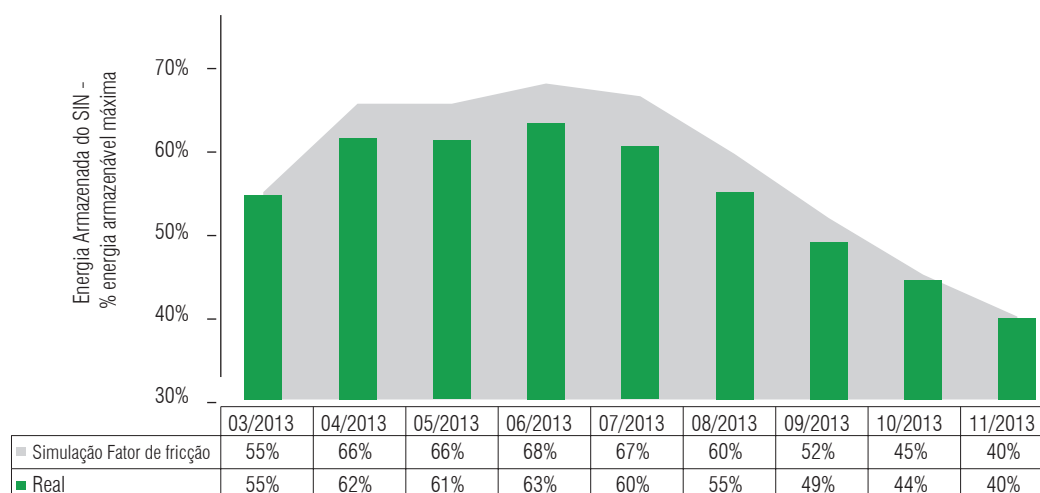
GRÁFICO 5 – SIMULAÇÃO (COM CALIBRAÇÃO) X OPERAÇÃO REAL PARA 2012



Fonte: PSR.

¹³ No jargão do setor elétrico, a calibração é conhecida como “fator de fricção”.

GRÁFICO 6 – SIMULAÇÃO (COM CALIBRAÇÃO) X OPERAÇÃO REAL PARA 2013



Fonte: PSR.

Essas simulações mais aderentes à realidade operativa permitem mostrar que a razão para a ocorrência de preços elevados de curto prazo mesmo quando a hidrologia está favorável, como em 2013, é que a *capacidade estrutural de geração* (isto é, a capacidade de produção de energia em condições hidrológicas adversas, que é o critério de planejamento do sistema) está *menor* do que o consumo. Este problema pode ser corrigido através da contratação de um reforço na capacidade de geração, estimado em 2.000 MW médios.

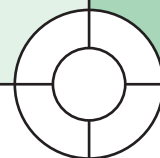
1.8 Recomendações

- Em função da análise acima, uma primeira recomendação deste trabalho seria analisar em profundidade a questão da capacidade estrutural de geração (observa-se que o Tribunal de Contas da União - TCU recentemente orientou o governo a realizar esta mesma análise). Se o desequilíbrio for confirmado, o reforço de geração necessário deverá ser contratado o mais rápido possível, caso contrário haverá o risco de alguma dificuldade de suprimento voltar a ocorrer nos próximos anos.
- Além da análise da capacidade estrutural de geração, recomenda-se que as equipes de planejamento do governo analisem o porquê de os índices de desempenho do sistema de transmissão terem piorado significativamente nos últimos anos. Estudos

técnicos¹⁴ mostram que, ao contrário do que talvez se imagine, os blecautes recentes foram causados por falhas nas subestações, e não por atrasos na construção de reforços de transmissão. (Isso não significa que a eliminação destes atrasos não é importante; pelo contrário, é extremamente importante, pois os mesmos podem afetar significativamente o desempenho futuro do sistema.)

- Como mencionado, a MP 579 foi benéfica para todos os consumidores. No entanto, uma das medidas governamentais, relacionada com os benefícios da antecipação da renovação das concessões de geração, tratou de maneira *assimétrica* os segmentos de consumo regulado (ACR) e livre (ACL), pois transferiu os benefícios somente para o ACR. Este tratamento diferenciado não se justifica, pois os consumidores industriais que estão no ACL contribuíram, ao longo de muitas décadas, para a construção e remuneração das usinas hidrelétricas exatamente da mesma maneira que os demais. Por esta razão, propõe-se que os benefícios da geração cuja concessão expira a partir de julho de 2015 sejam repartidos de maneira equitativa entre ambos os segmentos.

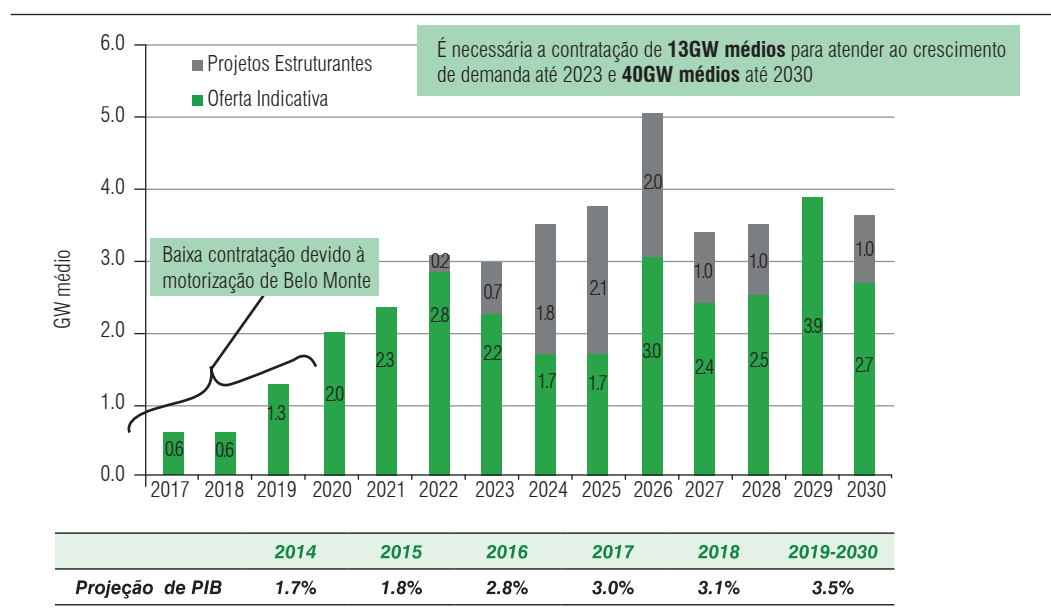
¹⁴ Energy Report PSR, edição 85, Janeiro de 2014



2 EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO

A figura a seguir mostra a necessidade de nova capacidade de geração, expressa em GW médios de garantia física, para os próximos anos. Esta necessidade foi determinada de forma a atender a uma projeção de consumo de energia a partir de um cenário de PIB e está segregada entre oferta indicativa (energia nova que será necessária ao sistema independentemente da tecnologia) e projetos estruturantes, que são aqueles projetos específicos (como grandes hidroelétricas e nucleares) que acreditamos serão incorporados pelo governo na oferta de forma mandatória.

GRÁFICO 7 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO

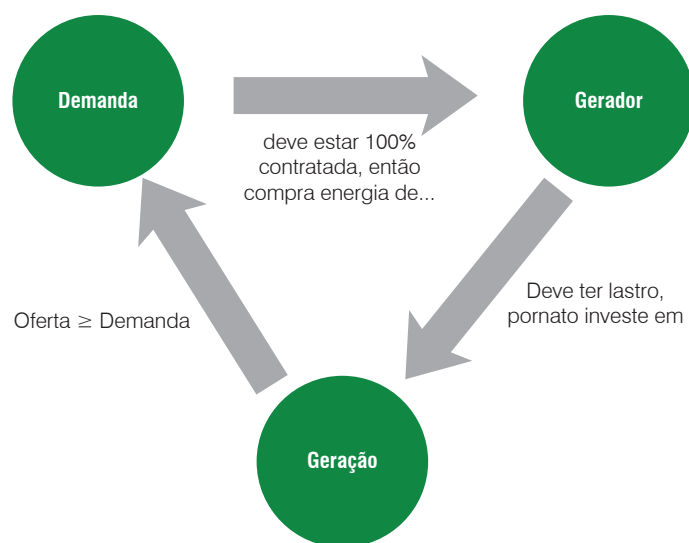


Fonte: PSR.

Como observado na figura, é necessário contratar 13 GW médios de nova capacidade de geração (garantia física) para atender ao crescimento de demanda até 2023. Até 2030, este montante aumentaria para 40 GW médios.

Na regulamentação do setor elétrico, o incentivo para construção de nova capacidade de geração vem da combinação de dois requisitos. O primeiro requisito é que todos os consumidores devem estar 100% cobertos por contratos de suprimento. O segundo requisito é que cada contrato, embora seja um instrumento financeiro, deve estar respaldado por uma *garantia física* de geração, isto é, é necessário associar ao contrato um conjunto de geradores capaz de, efetivamente, produzir a energia contratada. A consequência da junção desses requisitos é que, como mostra a figura a seguir, um novo consumidor só pode se conectar à rede elétrica se houver capacidade disponível de geração suficiente para garantir que o aumento de demanda resultante não ameace a segurança de suprimento.

FIGURA 1 – ESQUEMA DE OFERTA E DEMANDA



Fonte: PSR.

Em termos práticos, isso significa que os novos consumidores são, em última análise, responsáveis pela criação de incentivos à entrada de nova geração. Analisaremos a seguir quais são os incentivos para a nova geração no chamado ambiente de contratação regulada (ACR), que abrange os consumidores cujo consumo de energia é atendido pelas distribuidoras; e pelo ambiente de contratação livre (ACL) que, como indica o nome, corresponde aos consumidores que negociam diretamente seus contratos de suprimento com os geradores ou comercializadores de energia.

2.1 Contratação de nova capacidade pelo ACR

O ACR corresponde a 75% do consumo do país. O principal instrumento para contratação de nova capacidade de geração deste segmento são os chamados “leilões de energia nova”. Esses leilões, realizados desde 2005, foram muito bem sucedidos. Foram contratados até hoje 65 mil MW (potência instalada) de nova capacidade, cerca de 800 bilhões de reais em contratos, de um “mix” de tecnologias que inclui hidrelétricas convencionais; eólicas; cogeração a biomassa; usinas termelétricas (gás natural, carvão e óleo).

2.1.1 Necessidade de aperfeiçoamento dos leilões

Os leilões foram inicialmente elaborados a partir de uma visão conceitual bastante simplificada em relação aos critérios para a escolha dos vencedores: as usinas seriam comparadas com base no custo de sua garantia física (R\$/MWh de garantia física), independentemente de sua localização, tipo ou de outras externalidades (por exemplo, capacidade de atender à demanda de ponta). Esta visão simplificada era necessária na partida do modelo, de forma a permitir sua consolidação.

No entanto, dado que esta consolidação já ocorreu, passa a ser importante aperfeiçoar os leilões para representar o fato de que o conjunto de reforços que maximiza os benefícios para os consumidores deve levar em conta, de forma integrada, os seguintes aspectos, ou *atributos*:

- segurança do suprimento de energia;
- segurança do suprimento de potência;
- custo da geração;
- custo adicional de transmissão;
- outros custos implícitos;
- segurança da materialização efetiva dos projetos e de seus prazos;
- confiabilidade e adaptabilidade do sistema resultante; e
- diversificação das fontes de energia.

É evidente que esta multiplicidade de atributos, alguns deles até conflitantes, não pode ser representada de maneira adequada pelo critério de mínimo custo atualmente adotado. O governo reconhece esta limitação, e tem procurado contorná-la por meio de um conjunto

de regras *ad hoc*, tais como separar a demanda em “hídrica” e “térmica”; leilões específicos para determinados tipos de fontes de energia; limites máximos para o custo operativo (CVA) das termelétricas. No entanto, estas regras não representam aspectos cada vez mais importantes como o atendimento à demanda máxima e a “despachabilidade”, que é a capacidade de produzir energia adicional em caso de imprevistos (isto permitiria a maior inserção de fontes como eólica ou biomassa, cuja produção a cada instante não pode ser controlada pelo Operador Nacional). Além disso, as regras são complexas, pouco transparentes e, em alguns casos, levaram inadvertidamente a resultados indesejáveis; um exemplo bastante conhecido foi a contratação maciça de térmicas a óleo, que foi causada por uma mudança que visava a um ajuste na cogeração a biomassa.

Por essas razões, há um grande interesse no desenvolvimento de metodologias e critérios analíticos que permitam estabelecer objetivamente as regras e parâmetros dos leilões de energia nova e de energia de reserva, de forma a fazer com que eles resultem em uma expansão eficiente e harmônica, que (i) atenda às diretrizes de política energética, em particular aos critérios estabelecidos de segurança de suprimento; (ii) seja eficiente; (iii) incorpore as diversas externalidades associadas às várias fontes de energia; e (iv) não rejeite *a priori* soluções alternativas e inovações tecnológicas elaboradas fora do âmbito do planejamento da expansão.

Um trabalho recente de pesquisa (P&D) promovido pela Associação dos Produtores Independentes de Energia (APINE)¹⁵ propôs uma metodologia e procedimento que atende aos objetivos acima. A divulgação dos resultados deste trabalho junto aos agentes setoriais e às entidades do governo será feita no final de 2014 e poderá contribuir significativamente para a eficácia do processo de entrada de nova capacidade de geração.

2.2 Contratação de nova capacidade pelo segmento livre (ACL)

O segundo aperfeiçoamento proposto refere-se à participação do segmento de consumidores livres (ACL) na expansão da capacidade de geração. Atualmente, a única participação deste segmento nos leilões de energia nova é uma cota determinada pelo governo na licitação da geração hidrelétrica, o que restringe a oferta disponibilizada aos consumidores livres.

¹⁵ Projeto de P&D da ANEEL PD-6491-0279/2012 intitulado “Aperfeiçoamento do Processo de Contratação da Expansão do Parque Gerador”, que possui como empresa proponente a COPEL e como cooperadas AES Tietê, CEMIG, Cachoeira Dourada, CESP, Duke, EMAE, Enerpeixe, Termopernambuco, Tractebel e Foz do Chapecó Energia.

Adicionalmente, a estrutura de precificação da geração hidroelétrica no leilão visa minimizar o preço da usina hidroelétrica para o ACR, o que potencialmente penaliza a estrutura de precificação do ACL, que paga mais pela hidroelétrica para viabilizar um menor preço ao ACR.

Embora a regulamentação permita que os consumidores livres negociem a construção de nova capacidade, na prática isto não ocorre pelas seguintes razões: (i) no caso da energia hidrelétrica convencional, que é uma concessão federal, a destinação da mesma é determinada pelo governo; (ii) a geração termelétrica a gás natural e carvão importado são pouco atraentes para os consumidores livres porque, além de seu custo total ser maior do que o da geração hidrelétrica, o mesmo varia significativamente a cada ano devido a mudanças nos preços internacionais dos combustíveis e à duração do acionamento das mesmas determinada pelo ONS a cada ano (fator de despacho); (iii) a geração eólica, as pequenas centrais hidroelétricas (PCHs) e cogeração a biomassa têm características atraentes em termos de preço, tamanho e possuem disponibilidade de volumes ao ACL. No entanto, sua produção de energia varia muito a cada mês e ao longo do ano. No caso das PCHs o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo de proteção. Mas, no caso da energia eólica, cuja oferta para o ACL é expressiva, esta variabilidade faz com que o contrato de suprimento que interessaria ao consumidor livre, onde o gerador se compromete a fornecer uma quantidade fixa de energia por um preço também fixo, é muito arriscado para o gerador¹⁶. Na prática, apenas grandes empresas proprietárias de usinas hidroelétricas e que possam produzir um portfólio hidro eólico estão em posição de assinar esses contratos, o que reduz a competição e a liquidez para o ACL.

A expansão da oferta ao ACL depende da solução de dois fatores principais:

- i. em termos de recursos e oferta de energia, a energia eólica será muito significativa em volume nos próximos anos, complementando o potencial das PCHS e aportando oferta ao ACL. Mas para esta oferta se materializar em volume e de forma competitiva é necessária a gestão do risco de produção;
- ii. os mecanismos de financiabilidade da geração destinada ao ACL precisam de aperfeiçoamentos. A longa duração dos contratos exigida pelos bancos (sobretudo pelo BNDES) para financiamento da geração é pouco adequada à necessidade de maior flexibilidade da indústria e inibe o desenvolvimento de renováveis para o ACL.

¹⁶ No caso da eólica e biomassa, os consumidores regulados absorvem este risco assinando um contrato especial ("por disponibilidade") em que estas fontes não têm obrigação de produzir uma quantidade fixa de energia a cada mês.

Esses temas serão discutidos a seguir e propostas serão apresentadas. Para o (i), descreve-se a seguir um aperfeiçoamento regulatório, conhecido como MRE Hidroeólico, que poderia viabilizar a contratação de eólicas e biomassa pelo ACL. De maneira análoga ao caso do ACR, isso permitiria aumentar a eficácia da entrada de nova capacidade de geração, com benefícios diretos para os consumidores industriais. Para o (ii), descreve-se uma proposta que poderia beneficiar as renováveis de um modo geral.

2.2.1 MRE Hidroeólico

A ideia básica é ampliar o esquema conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), usado para reduzir o risco de contratação da geração hidrelétrica, cuja produção é também muito variável, para incorporar estas tecnologias renováveis, mas reconhecendo todas as vantagens e desvantagens em termos de contribuição para a produção do portfólio.

O MRE foi criado a partir da observação de que, embora a produção física individual de cada hidroelétrica seja bastante variável, a produção física *total* do conjunto de usinas hidroelétricas é muito mais estável. Como consequência, se cada hidrelétrica recebesse, para efeitos de atendimento a seus contratos de suprimento, uma *fração* desta produção total ao invés de sua produção física, ela correria menos riscos de estar *short* em seus contratos (o que a obrigaria a comprar a diferença no mercado de curto prazo) sem ter nenhuma desvantagem. É fácil ver a semelhança entre o MRE e um portfólio de ativos (no caso, as usinas hidrelétricas) cujos acionistas são os proprietários destas usinas. A única questão a resolver é que fração da produção hidrelétrica total iria para cada proprietário. No caso do MRE, estabeleceu-se que esta fração seria proporcional à *garantia física*¹⁷ da respectiva usina. (De uma maneira simplificada, a garantia física de uma hidrelétrica é a energia que a mesma produz durante as secas mais severas.)

Dado que na ocasião da criação do MRE, no final da década de 1990, a geração hidrelétrica do país era dominada pelas usinas da região Sudeste, cujas vazões tinham mais ou menos o mesmo padrão (variação ao longo do ano, afluência total em anos úmidos e secos etc.) o uso da garantia física como critério de repartição era razoável. No entanto, à medida que entram em operação hidrelétricas de grande porte cujo padrão de afluências é bastante diferente do padrão das usinas do MRE, por exemplo, as usinas Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, este

¹⁷ O conceito de garantia física foi visto no início deste capítulo e reflete a contribuição esperada (“média”) de cada usina para a segurança de suprimento.

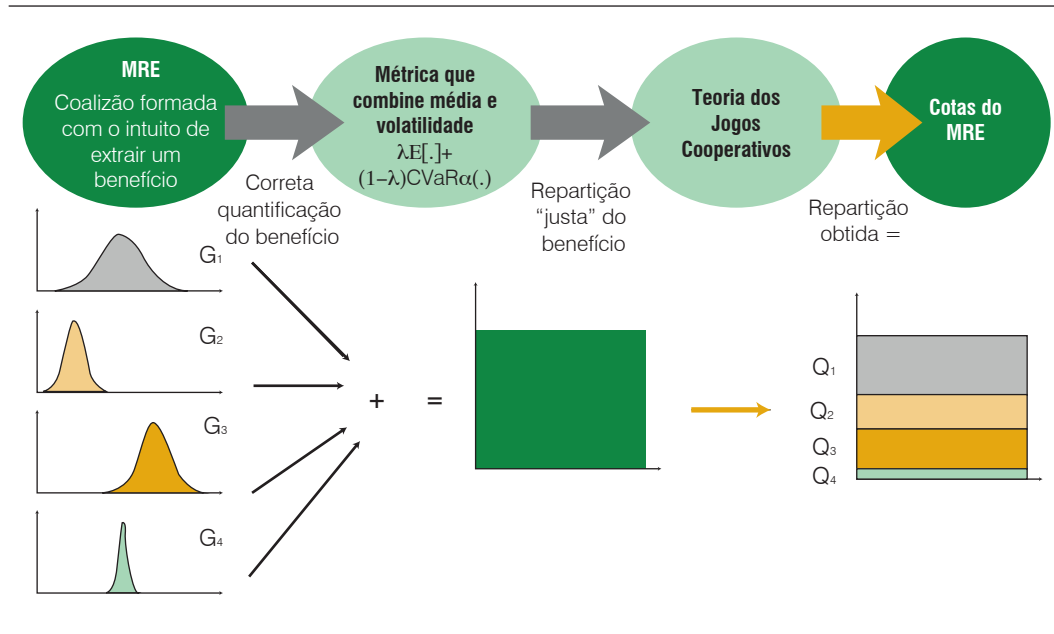
critério de repartição pode ser inadequado. Em particular, se uma nova usina tem um padrão de afliências que é *complementar* ao das usinas já no MRE, isto é, produz mais energia quando o resto do sistema produz menos, e vice-versa, sua contribuição para a redução da variabilidade da produção hidrelétrica total é *maior* do que sua garantia física. A razão é a mesma de um portfólio de ações de empresa: um investidor pagaria mais por uma ação cuja rentabilidade tem correlação negativa com a rentabilidade do portfólio do que por uma que variasse de maneira uníssona com o portfólio. Este é o caso, por exemplo, de Santo Antônio e Jirau, que tiveram a maior cheia já registrada justamente na época em que o resto do sistema estava passando por uma das secas mais severas da história. Outro exemplo notável de complementariedade é o das usinas eólicas da região Nordeste, cujo padrão de ventos é o oposto do padrão de afliências das hidrelétricas. Por outro lado, usinas que possuem uma forte variabilidade de produção podem contribuir de forma danosa ao portfólio total caso sua produção média não seja elevada (voltando à analogia anterior, um investidor pagaria menos por uma ação que aporta muita variabilidade a um portfólio caso esta não seja compensada por um aumento correspondente de sua rentabilidade).

As análises acima motivam o aperfeiçoamento da metodologia para cálculo da participação de cada ativo no MRE, visando determinar a construção de um portfólio de ativos em que o benefício físico ou financeiro da “estabilidade” da sua produção ou renda *spot*, respectivamente, é alocado aos seus participantes reconhecendo a contribuição de cada agente em termos de média, variabilidade e complementariedade na construção do benefício. O objetivo é evitar subsídios cruzados entre tecnologias na definição das cotas de participação neste MRE.

A metodologia para este MRE¹⁸, ilustrada na figura abaixo, utiliza um enfoque média/risco para medir a efetiva contribuição de cada usina para a redução da volatilidade da produção total, similar ao empregado na moderna teoria de portfólios.

¹⁸ Valenzuela, P. et al. Mecanismos de realocação de energia para renováveis: incorporando a variabilidade da produção de seus participantes. XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2014.

FIGURA 2 – METODOLOGIA DO MRE



Fonte: PSR.

Em termos técnicos, a metodologia propõe uma nova métrica da repartição do benefício total de um mecanismo de realocação de energia de renováveis formada pela combinação linear entre o valor esperado e o CVaR (Valor em Risco Condicional) da renda dos participantes, com um método de rateio desses benefícios que utiliza a alocação em proporção aos benefícios marginais. Esse método, para o problema em questão, fornece resultados que estão comprovadamente no núcleo do jogo cooperativo, o que garante que nenhum agente tem incentivos para abandonar o mecanismo criado. Outra vantagem do método é sua facilidade de implementação, pois consiste basicamente de uma expressão analítica (que, inclusive, é similar à expressão atual para o cálculo da garantia física, exceto pelo fator de conter um termo de risco).

Se adotada, esta metodologia permitirá a introdução de outras tecnologias no MRE atual de forma equitativa. No caso das eólicas, isso permitiria a mitigação do risco de produção e que elas possam assinar contratos de suprimento mais adequados às necessidades dos consumidores do ACL, e permitirá uma contribuição mais efetiva deste segmento à expansão da capacidade de geração do país¹⁹.

¹⁹ Apesar das vantagens do método, ressalta-se que a correta quantificação das contribuições aportadas pelos geradores ao MRE está intimamente conectada com a utilização de cenários de geração confiáveis e aderentes com a operação das usinas. Este tema é de particular importância para a energia eólica, cujos históricos de produção são curtos e com forte componente de incerteza.

2.2.2 Financiabilidade para a expansão do ACL

Mesmo que o problema da gestão de risco associada à variabilidade da produção seja equacionado, existe ainda a exigência por parte do financiador de contratos de venda de energia de longo prazo, no mínimo pelo prazo de pagamento da dívida, para garantir a financiabilidade do projeto, problema esse que afeta todas as fontes. No caso do BNDES (financiador majoritário), esses contratos devem ser de pelo menos 12 anos. Na prática, consumidores livres não assinam contratos de muito longo prazo, devido basicamente à preocupação com a incerteza no consumo e com o risco da indexação. A falta de contratos de longo prazo introduz incerteza ao financiamento, que afeta todas as fontes.

O financiador utiliza hipóteses muito conservadoras para valorar o incerto fluxo de caixa futuro do projeto, penalizando-o. Esta é exatamente a situação do BNDES no Brasil: receitas de anos sem contratos são valoradas a um quantil muito conservador do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. Assim, as opções para os investidores no ACL têm sido: (i) utilizar a estrutura integrada empresarial para viabilizar projetos; (ii) desenvolver projetos com dinheiro próprio (100% *equity*); (iii) formar um portfólio com projetos nos dois ambientes, ACR e ACL (há o suporte dos contratos de longo prazo do ACR nos anos iniciais, mais críticos para o pagamento da dívida).

A estrutura de financiabilidade para o ACL precisa ser alterada e adaptada às características deste mercado, incluindo um componente de confiança no seu desenvolvimento baseado em expectativas racionais. O fato de, no momento da solicitação do financiamento, o projeto não possuir contratos de longo prazo não significa que o gerador ficará de “braços cruzados” durante todo o período de amortização sem firmar contratos. O gerador terá como estratégia racional buscar o melhor mercado para comercializar sua energia. Como a precificação de contratos no ACL é influenciada pelo PLD, pode-se argumentar que a premissa de conservadorismo extremo na valorização dos anos sem contrato no fluxo de caixa (a, por exemplo, PLD_{min}) é válida.

No entanto, os preços dos contratos no ACL com um ano de duração para entrega para daqui a três ou mais anos tendem a convergir para o valor esperado do PLD mais ou menos um *spread* no momento da negociação do contrato, mesmo que o preço *spot* no momento da negociação do financiamento esteja no piso ou no teto. Por ser um fenômeno com reversão à média, o valor esperado do PLD anos adiante (três ou mais) é praticamente independente da situação hidrológica do momento da solicitação do financiamento. Isso significa que os preços dos contratos obtidos mais à frente tendem a ser superiores ao piso do PLD.

Uma possível objeção seria a de que utilizar uma estatística calculada a partir da distribuição da projeção de preços no ACL como premissa econômica também não evita o risco que o fluxo de caixa, nos primeiros anos de operação da usina, pode ser insuficiente para garantir os pagamentos da dívida, e, portanto, implicaria um risco ao financiador. No entanto, este risco pode ser superado por uma combinação de:

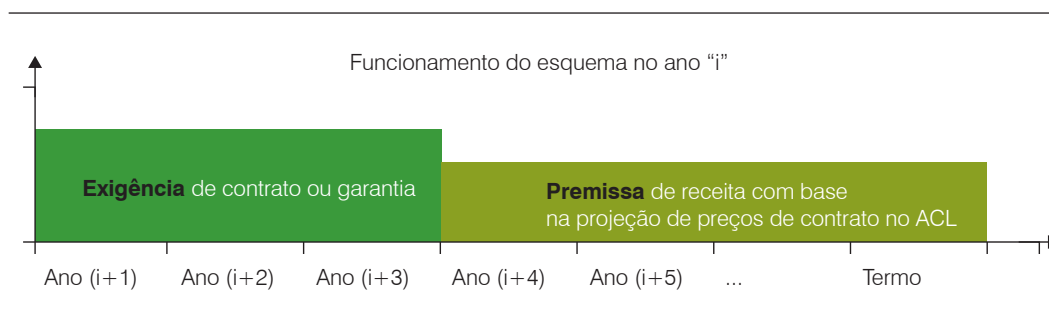
- imposição de uma obrigação do gerador de sempre estar contratado “x” anos à frente por “n” anos (esquema horizonte rolante), prazos compatíveis com a realidade de mercado;
- esquema de garantias financeiras desenvolvido com o banco como alternativa à obrigação anterior.

A construção de uma proposta para este tema, possui como arcabouço principal o seguinte:

- 1** Definição de uma hipótese razoável para estimar o fluxo de caixa para os anos sem contrato, como por exemplo:
 - Projeção dos PLDs médios, em A, para o ano A+x, condicionados aos possíveis níveis de armazenamento do sistema em A. Estes preços seriam utilizados como *proxy* do preço do contrato no ACL negociado no ano A para entrega no ano A+x.
 - Utilização de um percentil (10%, por exemplo) da distribuição dos preços de contratos no ACL projetados A+x.
- 2** Condicionar a aceitação de (1) na concessão do financiamento ao projeto sempre estar contratado “x” anos à frente por “n” anos (esquema horizonte rolante). Por exemplo, x=1 e n=2.
- 3** Definição de esquemas para garantir, por meio dos melhores esforços da parte vendedora, o cumprimento das estimativas anteriores. Esta atividade permite a participação das comercializadoras, que atuariam na comercialização desta energia.
- 4** Definição de um esquema de garantias executadas caso (2) não se verifiquem.

Este esquema é resumido na figura a seguir.

FIGURA 3 – ESQUEMA DE PROJEÇÃO PARA ACL



Fonte: PSR.

Esta proposta possui as seguintes vantagens:

- é adequada às necessidades do ACL, que possui um líquido mercado de contrato de curto e médio prazo e um ilíquido mercado de contrato de longo prazo;
- compatível com as melhores práticas internacionais, onde bancos trabalham com projeções de receitas mediante desenho de esquemas de garantias e outras exigências comerciais (ICSD, garantia financeira não vinculante etc.);
- induz a uma expansão que atende integralmente o crescimento da demanda de energia elétrica (ACR e ACL);
- permite que a demanda de consumidores livres "clássicos" respalde a expansão da oferta de geração;
- comercializador como catalisador: portfólios, gestão de riscos, capilaridade no mercado;
- permite que o banco financie o montante adequado ao verdadeiro risco do projeto.

No entanto, a premissa essencial desta proposta é a estabilidade de regras do setor, que precisa ser "crível" para que "expectativas racionais" possam ser montadas. Instabilidade e interferências regulatórias reduzem credibilidade e transformam o contrato de longuíssimo prazo com transferência de todos os riscos ao consumidor como único instrumento de segurança comercial para financiadores (pois "blinda" o projeto de interferências regulatórias em preços), o que compromete a eficiência global do setor elétrico.

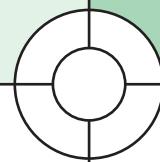
2.3 Implementar alternativas viáveis de geração distribuída e “Smart Grid”

A geração distribuída (pequenas usinas, cogeração, miniusinas e microusinas) pode ser um vetor fundamental de redução de custos para todos os agentes envolvidos. No entanto, a forma com que ela será (ou não) introduzida no setor elétrico brasileiro e a maneira como seus custos serão alocados entre os agentes poderá acabar resultando em conflitos que retardarão o seu desenvolvimento e/ou resultando em investimentos ociosos (“*stranded costs*”).

Em particular, o desenvolvimento de geração distribuída no âmbito das redes de distribuição tem o potencial tanto de resolver problemas inerentes a essas redes (pela introdução de geração em pontos congestionados onde a expansão seria muito custosa) quanto de prejudicar o próprio serviço de distribuição (se a geração for introduzida em locais já com excesso de geração ou deixar ociosos investimentos recentes em expansão da rede de distribuição). As regras atuais tendem a deixar em posições antagônicas os distribuidores e grande parte da geração distribuída, criando conflitos desnecessários e potenciais impasses no desenvolvimento e penetração dessas novas tecnologias no Brasil.

A questão já é sentida em vários sistemas, especialmente nos EUA e na Europa, e tem causado discussões profundas sobre os estímulos e benefícios da geração distribuída. A rápida evolução tecnológica acentua os riscos e oportunidades subjacentes, com novas tecnologias e modelos de geração e distribuição suplantando os incumbentes em uma velocidade até agora desconhecida do setor elétrico.

É necessário mudar as regras atuais para viabilizar e incentivar parcerias entre geração distribuída e distribuidoras (parcerias GDD), com alocação adequada de custos e benefícios entre geradores, distribuidores e consumidores, em vez de colocá-los em posições adversárias.



3 A QUESTÃO HIDRELÉTRICA

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo; cerca de 50% de nossa energia provém de fontes renováveis, em contraste com 16% da média mundial. No setor elétrico, esta proporção de energia limpa sobe para 80%. Quase toda esta eletricidade “verde” – ou, melhor, “azul” – é produzida pelas usinas hidroelétricas do país. Além de ser a mais importante, a hidroeletricidade é também nossa fonte mais antiga. A primeira usina hidroelétrica do país entrou em operação em 1883, em Diamantina. No mesmo ano, Dom Pedro II inaugurou o primeiro serviço público municipal de iluminação elétrica da América do Sul, em Campos (RJ). Em 1908, a Light construiu a usina Fontes, em Pirai (RJ). Sua potência, de 24 MW, era muitas vezes maior que toda a demanda do Rio de Janeiro de então. Hoje, a capacidade instalada de geração do Brasil é 120.000 MW, dos quais 75% provêm de geração hidroelétrica²⁰.

O atendimento ao crescimento da demanda nas próximas décadas também deverá se basear em fontes renováveis. Além da hidroeletricidade, cujo potencial econômico ainda a desenvolver é de cerca de 120.000 MW, duas novas fontes renováveis se tornaram competitivas

²⁰ Em termos de energia produzida, a geração hidroelétrica tem uma participação ainda maior, cobrindo cerca de 85% do consumo nacional.

nos últimos anos. A partir de 2005, a cogeração com biomassa de cana-de-açúcar, também conhecida como bioeletricidade, passou a contribuir de maneira significativa para a produção de eletricidade, com quase 5.000 MW instalados. E a partir de 2009, a energia eólica teve um crescimento exponencial no país, com mais de 9.000 MW contratados (e atualmente em construção) em leilões de energia.

Ambas as fontes têm um grande potencial de produção de energia e são muito competitivas. A bioeletricidade poderia contribuir com 20 mil MW nos próximos anos, enquanto o potencial da geração eólica pode chegar a 300 mil MW, excedendo até nosso potencial hidrelétrico. No que se refere à competitividade, ambas têm preços inferiores às demais alternativas não hidroelétricas, por exemplo, a geração termelétrica a gás natural. Em particular, o preço da energia eólica vem caindo muito rapidamente a cada ano, estando hoje em torno de R\$100/MWh, já competitivo com a hidroeletricidade.

A competitividade dessas fontes renováveis no Brasil levanta uma primeira questão interessante, pois no resto do mundo elas ainda dependem fortemente de incentivos e subsídios. No caso da bioeletricidade, poderia ser argumentado que esta competitividade está “alavancada” no setor sucroalcooleiro, no qual o Brasil tem vantagens quase únicas. No entanto, o sucesso da energia eólica é mais intrigante, pois embora os padrões de vento na região Nordeste sejam muito bons, há outros países com padrões semelhantes, porém com custos eólicos bem mais elevados.

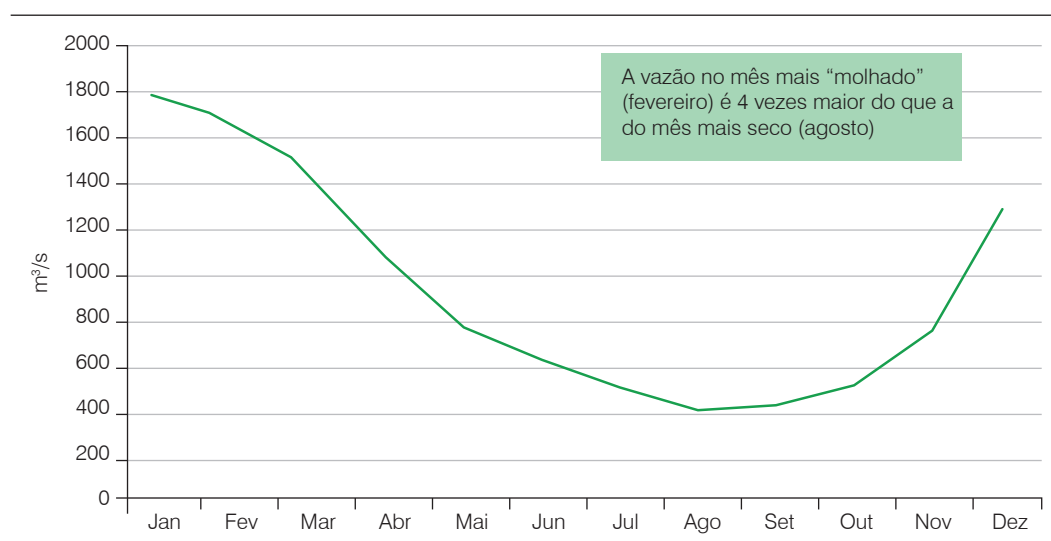
3.1 Obstáculos à inserção de renováveis no exterior

Um dos maiores obstáculos para a inserção econômica destas fontes nos demais países é seu caráter *intermitente*, isto é, a produção de energia pode variar bastante de um minuto para o outro (caso da eólica) ou sazonalmente (caso da biomassa, cuja produção se concentra no período de safra da cana-de-açúcar, de maio a novembro). Da mesma maneira que o dono de um posto de gasolina teria muita dificuldade para abastecer seus clientes se os caminhões de combustível chegassem aleatoriamente – algumas vezes sem aparecer por dias a fio, outras vezes com 20 caminhões chegando ao mesmo tempo – é muito difícil suprir a demanda de energia de maneira adequada a partir de fontes de produção que variam de maneira significativa. Por exemplo, a Alemanha, que é o país com mais capacidade eólica instalada, cerca de 22 mil MW, recentemente passou 5 dias sem nenhum vento. Em termos de Brasil, é como se toda a usina de Itaipu, com 18 mil MW, parasse de funcionar.

3.2 Como estes obstáculos foram contornados no Brasil?

Inicialmente, deve-se lembrar de que a questão da variabilidade já existia no setor elétrico antes do desenvolvimento da geração eólica e da bioeletricidade. A figura a seguir mostra as vazões médias mensais à usina de Furnas, calculadas para o registro histórico dos últimos 80 anos.

GRÁFICO 8 – MÉDIA DAS AFLUÊNCIAS MENSAIS À USINA DE FURNAS, NA REGIÃO SUDESTE

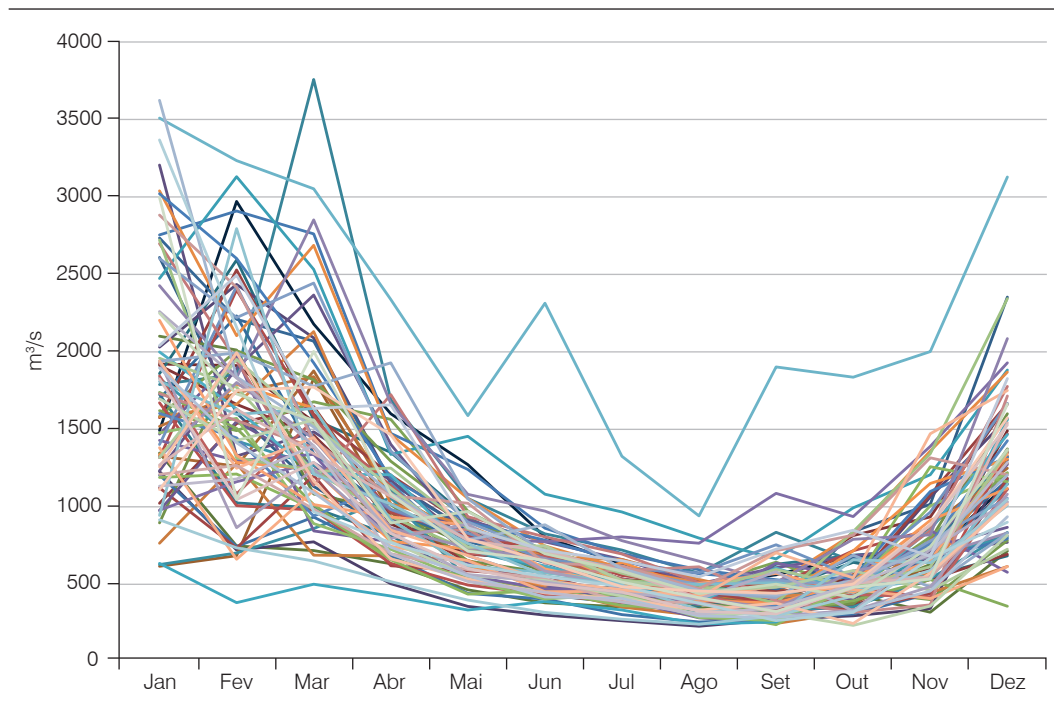


Fonte: PSR.

Observa-se que há uma forte sazonalidade nas afluências: as vazões do período "úmido" (novembro a março) são bem maiores do que as do período seco. Adicionalmente, as vazões em cada mês variam de maneira imprevisível. Isso é ilustrado na figura a seguir, que mostra as 80 séries históricas mensais²¹.

²¹ A figura 1 mostra a média mensal das 80 séries da figura 2.

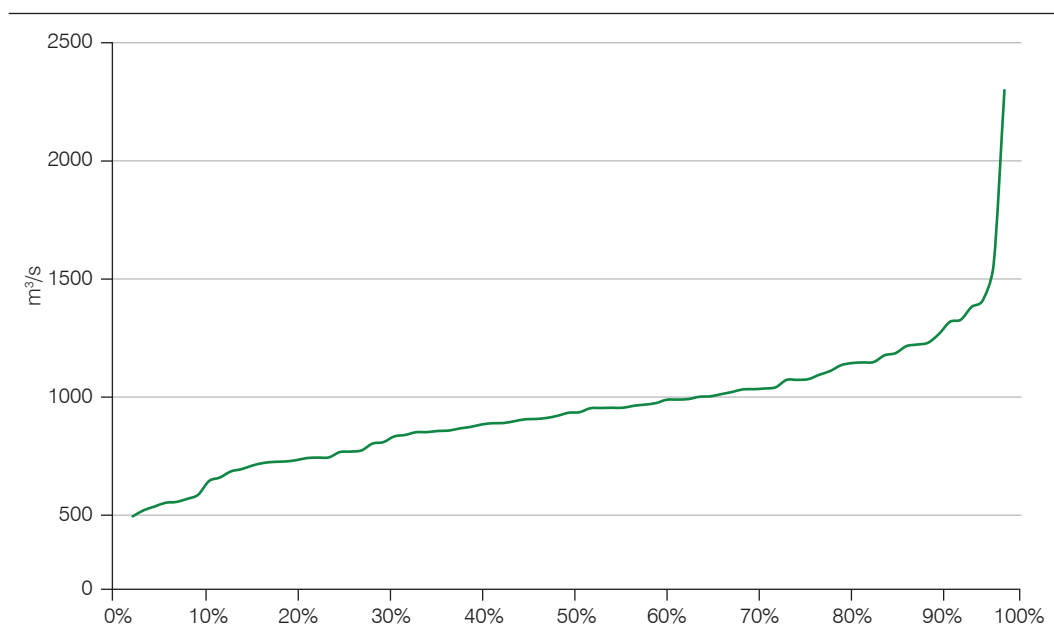
GRÁFICO 9 – AFLUÊNCIAS MENSAIS À USINA DE FURNAS – SUDESTE



Fonte: PSR.

Finalmente, a figura a seguir mostra que o volume total afluente ao longo do ano também varia bastante. A figura mostra as 80 vazões médias anuais colocadas em ordem crescente. Pode-se observar que a vazão do ano mais “molhado” é 4,5 vezes maior do que a do ano mais seco.

GRÁFICO 10 – VAZÕES ANUAIS DE FURNAS (ORDEM CRESCENTE)



Fonte: PSR.

Essas características das vazões levam a uma primeira pergunta: como as hidroelétricas conseguem suprir de maneira confiável a demanda de energia, se a disponibilidade de seu “combustível” oscila tanto?

A resposta tem dois componentes: (i) *diversidade* no padrão de chuvas em diferentes regiões do Brasil; e (ii) *capacidade de armazenamento* dos reservatórios das usinas hidroelétricas.

3.2.1 Primeiro componente: diversidade hidrológica

Devido ao tamanho do país, que abrange várias latitudes, temos regimes climáticos bastante diferentes em cada região. Por exemplo, o conhecido fenômeno climático *El Niño* causa secas generalizadas em países de menor extensão territorial, como o Peru e a Colômbia. No Brasil, entretanto, o *El Niño* causa secas na região Nordeste, porém um aumento das chuvas na região Sul²².

Esta diversidade nas afluições significa que a produção *total* de energia das hidroelétricas é menos variável do que a produção *individual* de cada usina. A situação é inteiramente análoga à de um portfólio diversificado de ações. Obviamente, o aproveitamento desta diversidade requer a construção de usinas em várias regiões. De fato, como mostra a figura a seguir, nossa produção hidroelétrica está distribuída em doze bacias principais em todo o país.

FIGURA 4 – PRINCIPAIS BACIAS COM GERAÇÃO HIDROELÉTRICA (CNRH, 2003)



Fonte: PSR.

²² O impacto do *El Niño* na regiões Sudeste/Centro Oeste é mais complexo, em alguns anos com menores precipitações, e em outros com hidrologia normal ou até úmida.

De maneira muito simplificada, o Operador Nacional do Sistema (ONS) procura otimizar o uso dos recursos hidrelétricos do país transferindo energia de regiões com bacias “úmidas” (com aflúências favoráveis na ocasião) para regiões com bacias “secas” (aflúências desfavoráveis). Os montantes de energia transferidos são bastante significativos, da ordem de milhares de MW a cada instante. Além disso, os *padrões de transferência* de energia entre regiões variam bastante, em função das condições hidrológicas. Por exemplo, em algumas ocasiões há transferências maciças de energia para a região Nordeste. Em outras, o sentido da transferência se inverte; é a região Nordeste que “ajuda” as demais regiões. O mesmo ocorre entre as regiões Sul e Sudeste, Norte e Nordeste, e assim por diante.

3.2.1.1 Sistema de transmissão

A otimização da produção hidroelétrica vista acima só é viável se houver um sistema de transmissão que conecte todas as regiões (no jargão do setor, sistema nacional interligado – SIN) e que seja *robusto*, isto é, capaz de acomodar os diversos padrões de transferência de energia discutidos acima.

Essas características do sistema de transmissão brasileiro fazem com que os investimentos no mesmo sejam relativamente mais elevados do que o de sistemas com predominância de geração termelétrica, no qual não só a distância entre os centros de geração e consumo são menores, como os padrões de geração não variam tanto.

3.2.2 Segundo componente: reservatórios

Embora o efeito “portfólio” visto anteriormente reduza significativamente a variabilidade da produção total de energia hidroelétrica, ele é insuficiente para garantir uma produção de energia capaz de acompanhar exatamente a variação da demanda elétrica. É neste ponto que entra o segundo componente, que são os *reservatórios* das usinas hidroelétricas.

De uma maneira simplificada, a energia produzida por uma usina hidroelétrica depende do produto de sua altura de queda (distância entre o topo e a base da usina) pelo volume de água que passa pelas turbinas. Isso significa que em geral é mais econômico construir usinas hidroelétricas em lugares onde já existe uma queda natural, como uma cachoeira. É por esta razão que a primeira grande hidroelétrica construída no mundo foi em Niagara Falls, e que as hidroelétricas construídas na Noruega, Europa Central ou na região do noroeste do Pacífico dos Estados Unidos são localizadas em cânions, com altura de queda entre 300 e 600 metros.

No Brasil, entretanto, o perfil dos rios é em geral muito mais suave. Como consequência, a altura de queda não resulta do aproveitamento de um cânion natural, e sim da construção de uma *barragem*, com altura de queda entre 30 e 120 metros de altura. Devido à topografia da região em torno dos rios, a construção desta barragem resulta na criação de um lago artificial, que é o *reservatório* da usina. Vários destes reservatórios são bastante grandes; o da usina de Furnas, por exemplo, é maior do que a baía de Guanabara.

A existência dos reservatórios permite *desacoplar a produção de energia das hidroelétricas da variabilidade da afluência* que está chegando a cada momento. Se a necessidade de produção é maior do que a energia que seria produzida pelo turbinamento do volume afluente, esvazia-se o reservatório para turbinar um volume adicional. E vice-versa: se a afluência é maior do que o volume que se deseja turbinar, armazena-se o excedente. O mecanismo é análogo ao de uma pessoa que tem uma remuneração variável em cada mês (por exemplo, um *“freelance”*). Se esta pessoa tem uma caderneta de poupança com um saldo equivalente a, por exemplo, três anos de despesas (aluguel, luz etc.), não terá dificuldade de pagá-las mesmo que enfrente vários meses de *“vacas magras”*²³. No caso do sistema elétrico, o saldo da *“poupança energética”* também é de três anos, isto é, é possível atender à demanda mesmo que ocorra uma seca muito severa desta duração.

3.3 Inserção de eólica e bioeletricidade

A partir dos conceitos acima, pode-se entender como a infraestrutura de reservatórios e um sistema robusto de transmissão viabilizou a inserção da bioeletricidade e eólica. Estas fontes passaram a ser vistas como novas usinas (sem reservatório) que são otimizadas em conjunto com o sistema hidrelétrico.

É interessante observar que estas novas fontes contribuem para o efeito *“portfólio”* visto anteriormente. A razão é que a bioeletricidade e energia eólica (região Nordeste) tendem a produzir mais energia nos períodos secos das afluências, isto é, há uma *sinergia* entre os padrões de produção das fontes.

No caso do armazenamento, os reservatórios das hidroelétricas passaram a funcionar como *armazéns virtuais de energia*. No período de entressafra da cana-de-açúcar ou quando a

²³ Evidentemente, o rendimento desta pessoa não pode ser estruturalmente inferior às despesas.

produção eólica é menor, aumenta-se a produção de energia hidroelétrica através do esvaziamento dos reservatórios. E vice-versa: na época da safra de cana ou quando a produção de energia eólica aumenta, reduz-se a geração hidroelétrica e, com isto, aumenta-se o armazenamento nos reservatórios. Em outras palavras, os reservatórios hidrelétricos deixaram de armazenar somente água e hoje também armazenam vento e cana-de-açúcar.

Esta “reengenharia” do sistema hidrelétrico para um sistema integrado de armazenamento e transporte de energia renovável em geral é fundamental para a competitividade da bioeletricidade e energia eólica no país.

3.4 Desafios para a geração hidroelétrica

Os principais desafios para a geração hidroelétrica nos próximos anos são:

- 1 a questão dos reservatórios;
- 2 efeito das mudanças climáticas nas *afluências*;
- 3 licenciamento ambiental;
- 4 os usos múltiplos da água.

3.4.1 A questão dos reservatórios

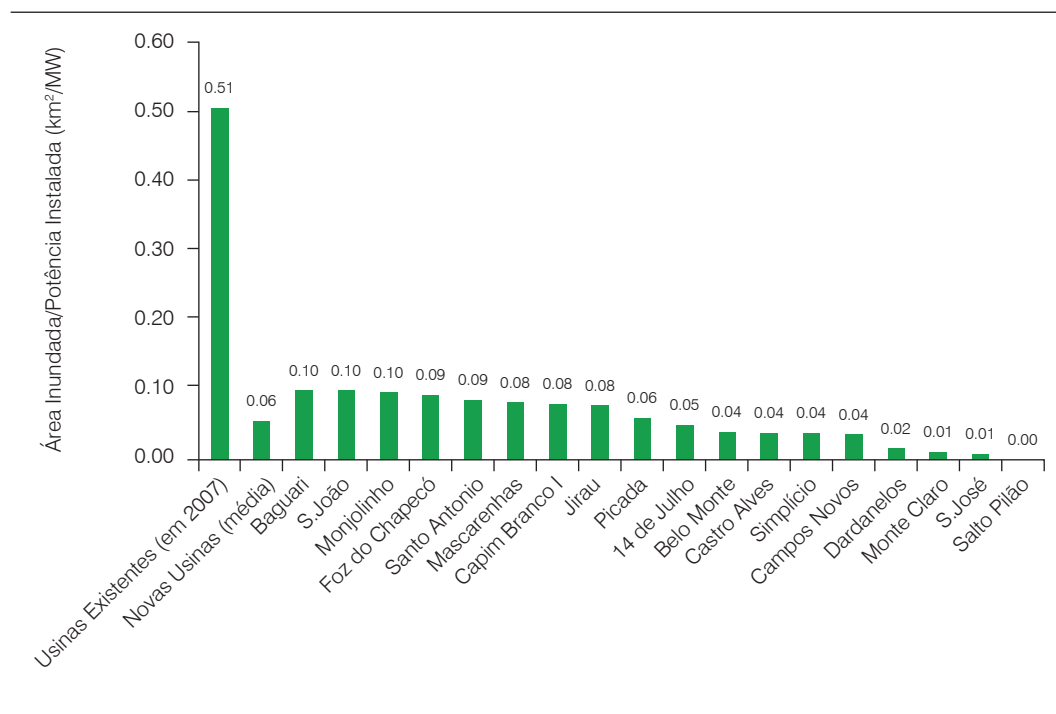
Os reservatórios das usinas hidroelétricas são essenciais para assegurar um suprimento estável de energia apesar da grande variabilidade das *afluências*. Estes reservatórios, a partir de 2005, têm a responsabilidade adicional de suavizar a sazonalidade da bioeletricidade e as oscilações da energia eólica, que são fundamentais para sua viabilidade econômica. É por estas razões que o setor elétrico tem grande preocupação com a proibição, na prática, de se construir novas usinas com reservatórios, pois os mesmos têm sido sistematicamente rejeitados pelos órgãos ambientais.

Por exemplo, os três maiores novos projetos hidrelétricos do país – Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, e Belo Monte, no Xingu, totalizando quase 20.000 MW de capacidade instalada, são usinas “a fio d’água”, isto é, sem reservatórios. Adicionalmente, os novos estudos de inventário, tais como os das bacias dos rios Juruena-Tapajós, Araguaia, Ji-Paraná,

e Aripuanã, não preveem a construção de usinas com reservatórios. Finalmente, mesmo os inventários realizados há mais tempo, como os da bacia do rio Paranaíba, estão sendo revistos para descartar os reservatórios.

A figura a seguir ilustra o efeito desta postura “antirreservatório”. Em 2007, a relação entre área inundada e potência instalada de todas as usinas existentes na ocasião era, em média, 0,5 km²/ MW. Já a mesma relação para as usinas em construção é 10 vezes menor: 0,06 km²/MW.

**GRÁFICO 11 – RAZÃO ÁREA INUNDADA/POTÊNCIA INSTALADA EM 2007
VERSUS RAZÃO PARA NOVAS USINAS**



Fonte: PSR.

Em termos do setor elétrico, isto significa que, para gerenciar a volatilidade das vazões resultantes do aumento de 61% na capacidade hidroelétrica instalada nos próximos dez anos, o Operador Nacional do Sistema contará com somente 11% a mais de armazenamento nos reservatórios.

A situação é agravada pelo fato de as vazões das novas “mega usinas” que entrarão em operação nos próximos anos (e que, como visto, serão todas a fio d’água) terem uma

variabilidade muito acentuada em relação às usinas da região Sudeste²⁴. Por exemplo, foi visto na figura 1 que a vazão afluyente a Furnas (região Sudeste) no mês mais “molhado” é 4 vezes maior do que a do mês mais seco. Para as usinas do rio Madeira, Santo Antônio e Jirau, esta proporção sobe para 7 vezes; e para a usina de Belo Monte, a razão é de 25 vezes.

3.4.2 Como gerenciar a volatilidade das vazões e das renováveis sem reservatórios?

Existem três estratégias para gerenciar fontes de geração intermitentes: (a) “portfólio” (devido à diversidade das oscilações de cada fonte, a produção total de energia varia menos do que as produções individuais); (b) capacidade de armazenamento; e (c) uso de geração termelétrica.

Até o momento, o Brasil vem utilizando as estratégias (a) e (b). Com a redução significativa da capacidade de armazenamento, teremos que apelar para o “plano c”, que é utilizar geração termelétrica para compensar as variações, de maneira semelhante à Alemanha.

Uma das consequências deste uso mais intenso de geração termelétrica é o aumento no nível das emissões de CO₂. Estudos²⁵ indicam que a perda relativa de capacidade de armazenamento que ocorrerá nos próximos dez anos (aumento de 61% na capacidade instalada *versus* 11% no armazenamento, visto acima) levará a um aumento de 230% na emissão unitária (toneladas de CO₂ por unidade de energia consumida) do setor. Em outras palavras, um dos efeitos da proibição dos reservatórios por razões ambientais é um aumento das emissões de gases de efeito estufa.

3.4.3 A falsa dicotomia entre geração de energia e preservação ambiental

Um ambientalista poderia argumentar que a análise acima tem um viés “barrageiro”, pois até o momento só falamos dos benefícios dos reservatórios para a geração de energia, e não mencionamos os impactos negativos dos mesmos, dentre os quais se destacam:

- inundação de áreas que podem ter remanescentes de vegetação relevantes;
- deslocamento de populações;
- possibilidade de alteração da qualidade da água no rio, sobretudo nos “braços mortos” dos reservatórios;

²⁴ As vazões das usinas do Sudeste representam razoavelmente o comportamento atual do sistema.

²⁵ Estudos realizados pela consultoria PSR

- interferências com: vias de circulação e áreas urbanas; áreas legalmente protegidas, em particular áreas indígenas; e patrimônio histórico-cultural;
- impedimento à passagem de espécies de peixes migradoras pela construção de barragem.

Estes impactos são reais e de grande importância. No entanto, isto *não* significa que os mesmos somente possam ser mitigados proibindo a construção de reservatórios. Como mostra o exemplo a seguir, é perfeitamente possível utilizar a *flexibilidade operativa* resultante do fato de que as hidroelétricas são operadas em conjunto, como um “portfólio”, para atender da melhor maneira tanto à otimização energética como às restrições ambientais.

3.4.3.1 Impacto de restrições ambientais no rio Iguaçu

Foi realizado um estudo²⁶ para avaliar os impactos da introdução de restrições operativas na operação das usinas do rio Iguaçu de forma a:

- minimizar a erosão de margens provocada pela operação voltada ao atendimento da demanda de ponta do sistema elétrico, com rápida liberação de água a jusante;
- minimizar os efeitos das baixas vazões na época de estiagem sobre a paisagem cênica das Cataratas do Iguaçu, sobretudo nos dias de menor consumo (fim de semana), que coincidem com maior visitação.

Estas restrições se originaram na preocupação do Instituto Chico Mendes com a operação da cascata do Iguaçu, comandada pelo ONS. A partir daí, estabeleceu o atendimento destas restrições como condição para manter sua anuência da implantação da UHE Baixo Iguaçu.

As simulações operativas detalhadas mostraram que seria possível alterar a operação do conjunto de usinas do Iguaçu de forma a manter vazões mínimas a jusante (para não impactar o aspecto cênico das cataratas) e também evitar uma operação com liberação brusca de vazões de forma a evitar fenômenos de erosão de margens. Em ambos os casos, o incremento do custo ao Sistema Interligado Nacional foi mínimo, demonstrando que tais restrições podem facilmente ser atendidas sem maiores impactos econômicos.

O estudo acima e uma experiência semelhante com a operação da cascata do rio Tocantins com restrições ambientais (usinas de Peixe e Estreito) nos trouxeram uma série de lições:

²⁶ Simulações realizadas pela consultoria PSR

- não existe monitoramento das vazões e níveis a jusante dos reservatórios para verificação dos supostos efeitos negativos da operação destas usinas;
- não é feita nenhuma investigação sobre o real benefício das medidas restritivas ou mesmo da conveniência de sua adoção. O setor age como se estivesse sozinho no controle das bacias;
- o setor elétrico é obrigado a manter estas restrições ao não apresentar respostas adequadas a questionamentos simples, tais como: qual o impacto destas na matriz energética? Qual o impacto sobre o despacho das usinas térmicas?
- na fase de inventário e mesmo na etapa de viabilidade não se verifica a operação das usinas *vis a vis* as restrições ambientais dos ecossistemas aquáticos e os demais usos da água;
- o monitoramento dos efeitos ambientais parece ser apenas uma questão de competência do MMA/Ibama (e órgãos ambientais).

3.4.3.2 Sugestões

Os impactos socioambientais dos reservatórios, sejam eles de pequeno ou grande porte, não devem ser ignorados. Porém, o descarte *a priori* dos reservatórios nos estudos de inventário certamente não é a estratégia mais sensata. Devem ser realizados estudos que capturem de forma objetiva a relação entre benefícios e custos, dentre os quais os socioambientais, dos reservatórios. Em particular, os estudos devem levar em conta que é possível introduzir restrições operativas nas hidroelétricas que amenizam os impactos ambientais, por exemplo, garantindo vazões mínimas ou a formação de lagoas marginais a jusante.

Adicionalmente, a incorporação da dimensão ambiental nos inventários requer o equacionamento das seguintes questões:

- por uma questão de tempo, a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) é feita somente para a alternativa selecionada, e não para todas as alternativas de desenvolvimento da bacia. É necessário agilizar esta avaliação, possivelmente automatizando partes do processo, para que a comparação de benefícios e custos seja incorporada na análise de todas as alternativas;

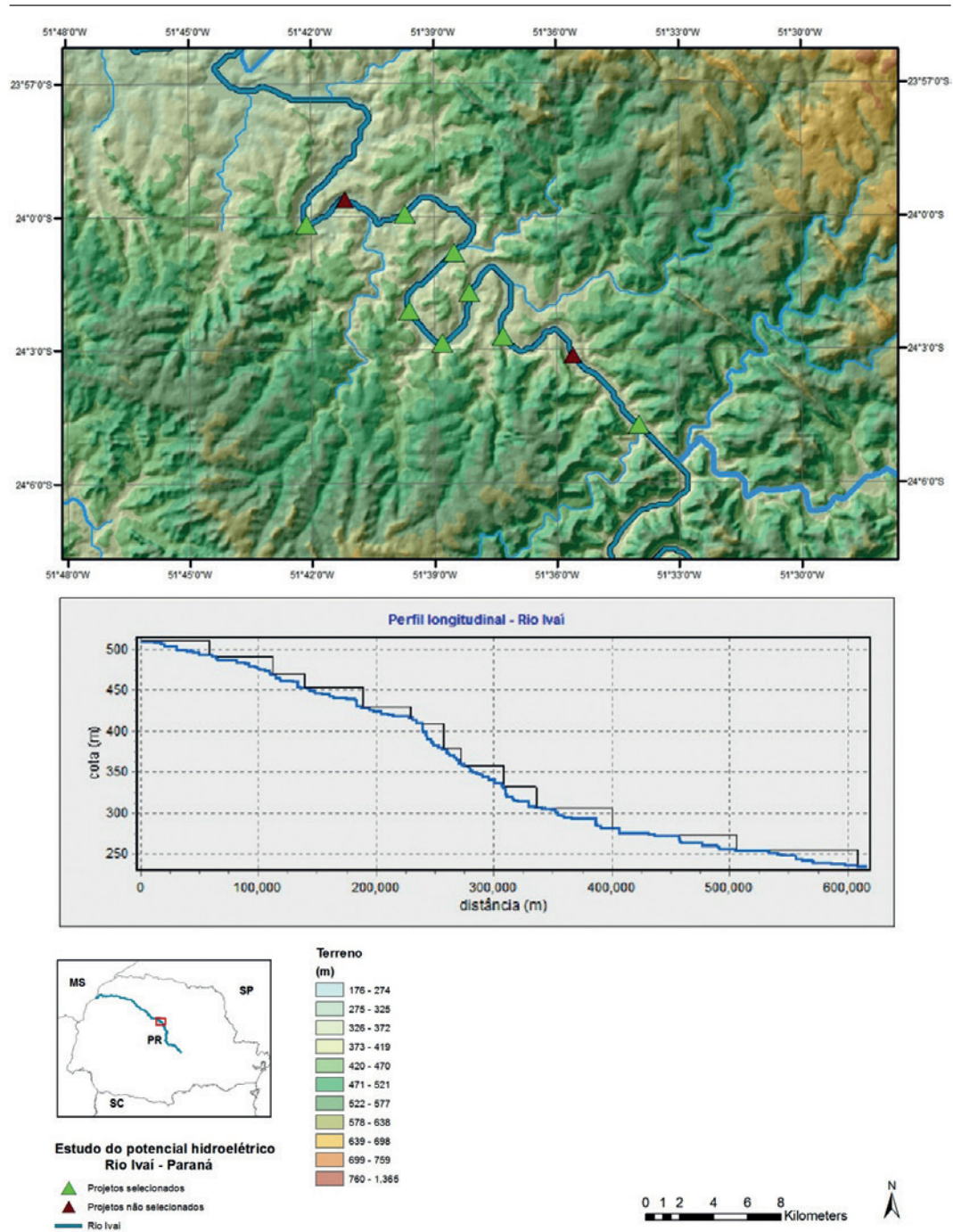
- o custo dos levantamentos topográficos e cartográficos pode chegar a 60% do total dos estudos de inventário. Se forem incluídas alternativas com reservatório, a área a ser levantada pela cartografia poderia ser bem maior, pressionando os orçamentos. Portanto, seria interessante investigar maneiras mais expeditas de levantamento topográfico.

Por exemplo, um sistema desenvolvido recentemente²⁷ procura aliviar estas limitações da seguinte maneira: (i) uso de representação topográfica digital produzida pela NASA; (ii) adaptação do modelo de desenho e orçamento de usinas usado originalmente pela Eletrobras em seus estudos de planejamento para produzir automaticamente um grande número de candidatos usando como dado de entrada os perfis do rio naqueles pontos, extraído do modelo digital do terreno; (iii) representação dos impactos ambientais (afogamento de estradas, áreas indígenas etc.) como restrições no modelo digital do terreno; e (iv) uso de um modelo de otimização baseado em programação inteira, que leva em consideração as características e custos dos candidatos desenvolvidos no passo (ii) e as restrições ambientais construídas no passo (iii) para encontrar o desenvolvimento da bacia que maximize os benefícios econômicos e ambientais.

A figura a seguir ilustra o modelo digital de terreno para uma usina da bacia do rio Ivaí. Como mencionado, estes dados são obtidos diretamente da NASA. A figura ilustra uma alternativa de desenvolvimento hidrelétrico para a mesma bacia. Como mencionado, o modelo de otimização enumera implicitamente um número imenso de alternativas deste tipo até encontrar a que maximize os benefícios econômicos e ambientais.

²⁷ Sistema desenvolvido pela consultoria PSR

FIGURA 5 – MODELO DIGITAL DE TERRENO PARA UMA USINA DA BACIA DO RIO IVAÍ



Fonte: PSR.

Em resumo:

- O manejo de um sistema hídrico é tarefa complexa. Deve-se buscar o ponto de equilíbrio dosando um melhor proveito em curto prazo e sua preservação ao longo do tempo. Assim, torna-se imprescindível a busca de formas integradas para promover o equilíbrio entre a qualidade ambiental e as atividades humanas dentro de uma perspectiva de desenvolvimento sustentável. Atualmente, a virtual proibição dos reservatórios de acumulação não parece estar suficientemente fundamentada;
- Não obstante os inúmeros impactos causados, os reservatórios se apresentam como opções eficazes para a manutenção do progresso material das populações. Deste modo, a construção de barragens deve ser bem planejada, para que as finalidades para as quais os empreendimentos forem concebidos sejam plenamente atendidas. Adicionalmente, deve-se assegurar que os reservatórios formados se prestem a uma multiplicidade de usos, efetivos e potenciais, de modo que impactos positivos sobre o ambiente em que estão inseridos superem os negativos.

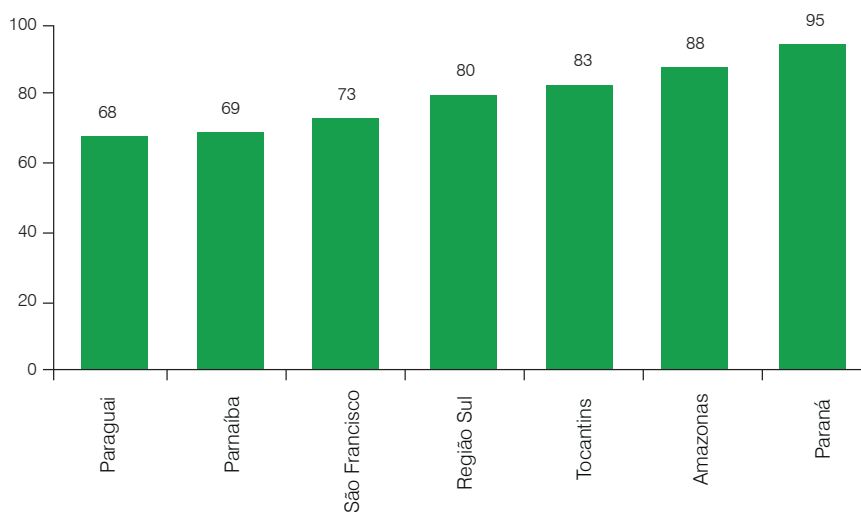
3.4.4 Efeitos das mudanças climáticas

O livro *Economia da mudança do clima no Brasil*, publicado em 2011, resume os resultados de um notável trabalho de pesquisa sobre os impactos de diferentes trajetórias climáticas nos recursos hídricos, oferta e demanda de energia, produção agrícola, biodiversidade, e outros. Este trabalho foi realizado por várias instituições de pesquisa, com apoio financeiro do governo britânico²⁸.

Uma das medidas do impacto destas mudanças é a razão entre a afluência média projetada para as próximas décadas em diversas bacias e a média histórica. Por exemplo, uma razão de 80% indica que a afluência futura tenderá a ser 20% inferior à média dos últimos 80 anos. Como se observa na figura a seguir, o impacto das mudanças climáticas na disponibilidade hídrica para geração de energia pode ser bastante significativo.

²⁸ *Economia da Mudança do Clima no Brasil: Custos e Oportunidades* / editado por Sergio Margulis e Carolina Burle Schmidt Dubeux; coordenação geral Jacques Marcovitch. – São Paulo: IBEP Gráfica, 2010.

GRÁFICO 12 – RAZÃO ENTRE A AFLUÊNCIA MÉDIA FUTURA E A AFLUÊNCIA MÉDIA HISTÓRICA



Fonte: PSR.

Uma indicação da seriedade do problema é a ocorrência da pior seca do histórico na região Norte em 2005 – e, novamente, em 2010 (ver um detalhe do relato da revista *Nature*, a seguir).

FIGURA 6 – RELATÓRIO DA REVISTA NATURE - 2011

21/03/2011
nature.com

Drought strikes the Amazon rainfore...

Drought strikes the Amazon rainforest again

by JEFF TOLLEFSON · OCT. 29, 2010



A severe drought is affecting the Amazon for the second time in five years. E. QUEIROZ/AP/Press Association Images

Five years ago, vast areas of the Amazon were hammered by a historic drought, which destroyed trees, impacted the livelihoods of fishermen and others who are dependent on the river and presented scientists with what was seen as a rare opportunity to investigate the world's largest rainforest in extreme distress. Drought has now struck again, reinforcing fears that the invisible hand of climate change may be involved.

Nature takes a closer look.

How does the current drought compare with the one in 2005?

So far it seems the drought is similar in size, although some features vary. Luiz Aragao, a remote-sensing expert at the University of Exeter, UK, who has reviewed Brazilian data from ground stations and satellites, says that the drought appears

Fonte: NATURE, 2011.

3.4.4.1 Sugestões

A proibição dos reservatórios para as novas usinas hidrelétricas tem impactos bastante preocupantes para a eficiência e segurança da produção de energia elétrica. Em particular, o fato das “mega usinas” atualmente em construção, Santo Antônio, Jirau e Belo Monte, serem todas a fio d’água, é duplamente preocupante, pois a variação das aflúências dos rios em que estas usinas estão localizadas é bem maior do que a variação das aflúências ao sistema hidrelétrico atual, o que vai aumentar a dificuldade de gerência por parte do ONS. Dado este quadro, a possibilidade concreta de um aumento ainda maior da variabilidade das aflúências devido às mudanças climáticas é alarmante.

Por estas razões, considera-se que é fundamental que o governo e outras instituições apoiem investigações continuadas, as mais detalhadas possíveis, sobre o impacto das mudanças climáticas nos recursos hídricos do país.

3.4.5 Licenciamento de usinas hidroelétricas

O governo somente habilita usinas hidroelétricas que tenham obtido a Licença Ambiental Prévia (LP) a participarem dos leilões de energia, condição presente no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O objetivo é diminuir os riscos e custos associados às incertezas no processo de licenciamento ambiental. Sob a ótica do empreendedor, um custo ambiental elevado é menos preocupante que um custo ambiental imprevisível. A lógica é direta: com a licença prévia liberada e os impactos, programas e custos mapeados, o empreendedor tem plenas condições de incorporar os custos resultantes em sua oferta no certame. No entanto, a experiência recente mostra que a obrigatoriedade da obtenção da LP tem sido insuficiente para eliminar as incertezas ambientais dos empreendedores.

Um exemplo de incerteza é a preocupação do Ibama com a possibilidade de não-cumprimento de diversos condicionantes para a licença da usina Belo Monte, tais como a reforma de equipamentos de saúde e de educação, e a implementação de redes de saneamento básico nos municípios atingidos pelo empreendimento. O problema, neste caso, é que não está nada claro quem efetivamente deverá fazer estes investimentos: se o empreendedor do projeto ou o poder público. A razão para esta dúvida é que o Orçamento Padrão da Eletrobras (OPE) só tem uma rubrica de “apoio aos municípios”, que o empreendedor entende ser uma verba para elaboração de estudos, não de execução dos reforços de infraestrutura. Este entendimento do empreendedor é reforçado pelos valores apresentados pelo governo para esta rubrica em projetos recentes, que estão muito aquém do necessário para implantação destes reforços. Uma pergunta a ser respondida é se, de fato, os empreendedores

executariam estas obras de infraestrutura. A resposta é sim, desde que eles saibam de antemão, já na etapa de viabilidade ambiental da usina (antes da LP), que serão eles os responsáveis pelas mesmas. Este foi, por exemplo, o caso da usina de Itapebi (Bahia), cuja cidade de Salto da Divisa recebeu uma estação de tratamento de esgotos; e da usina de Simplício (Rio de Janeiro), na qual foram construídos uma estação de tratamento e um aterro sanitário para atender à cidade de Sapucaia.

Infelizmente, os casos em que há uma especificação detalhada das ações e obrigações dos empreendedores são mais a exceção do que a regra. Na maior parte das vezes, os Projetos Básicos Ambientais (PBAs) acabam sendo elaborados como uma simples “carta de intenções” para o futuro, não contendo o detalhamento das medidas e programas ambientais previstos nos estudos de impacto ambiental, nem um orçamento preciso. Como recomendação, na fase de estudos de impacto ambiental, antes da LP e do leilão, devem ser realizados levantamentos mais precisos da população que será atraída pelo projeto e estudos para dimensionamento e implantação dos reforços necessários na infraestrutura de serviços.

A comunicação dos projetos com a sociedade tem sido outro ponto falho. É importante que os empreendedores percebam a necessidade de realizar um contínuo esforço de comunicação com a sociedade, e não somente nas audiências públicas. A fase de consultas normalmente se encerra antes da LP, sendo que várias questões são resolvidas posteriormente. Como várias delas não estão completamente solucionadas antes da LP, ficam como condicionantes para o licenciamento de instalação - LI. Mesmo que não seja proposital, a impressão que fica é que depois de concedida a LP, os mecanismos de comunicação com a sociedade praticamente não existem. As audiências públicas não têm sido eficazes para esclarecer como o projeto modificará a vida das populações por ele afetadas, e de quem é a responsabilidade por cada uma das condicionantes relativas à inserção regional do empreendimento. A razão é que, com frequência, essas audiências acabam sendo palcos de “bate bocas” entre grupos contrários ao projeto e representantes dos empreendedores e do poder público, com a população afetada praticamente à margem do processo. Este problema pode ser amenizado pela divulgação dos EIA/RIMA em linguagem acessível, com cópias disponibilizadas nas comunidades em tempo hábil para análise e discussão (antes da realização das audiências públicas).

Finalmente, deve-se observar que algumas dificuldades na área ambiental têm origem na má qualidade dos estudos de viabilidade apresentados. Por exemplo, falhas em aspectos objetivos e perfeitamente quantificáveis, como levantamentos cartográficos de reservatórios em escala adequada, são corretamente questionados pelo órgão ambiental. Uma maior precisão

cartográfica deveria ser do interesse do empreendedor, pois lhe permitiria maior segurança na definição do remanso do reservatório para as cheias, e os impactos desta definição na Conta 10 (despesas socioambientais, por exemplo, o número de famílias deslocadas). O Ibama acaba tendo que se posicionar sobre algumas questões que transcendem sua área de competência, e adicionalmente deve verificar e cobrar um imenso número de condicionantes, com uma equipe técnica reduzida.

Como recomendação final, é fundamental uma melhor articulação entre os ministérios e os diversos órgãos que participam do licenciamento (Ibama, ANA, ICMBio, Aneel e EPE) para que questões técnicas e orçamentárias sejam discutidas antes da LP.



4 GERÊNCIA INTEGRADA DE RECURSOS HÍDRICOS

É importante lembrar que os reservatórios têm outros usos de grande importância, como ilustram os três casos reais a seguir.

- A usina de Três Marias foi inicialmente projetada apenas como reservatório de regularização para permitir a irrigação de 100 mil hectares de terras férteis do Projeto Jaíba, localizadas quilômetros de distância a jusante da barragem. Esse projeto de irrigação é hoje um dos responsáveis pelo desenvolvimento da região nordeste do estado de Minas Gerais, na área de influência da cidade de Montes Claros. A geração de energia foi uma consequência natural do aproveitamento da barragem, de sua queda e de seu reservatório para usos múltiplos.
- O reservatório da usina de Sobradinho permitiu o desenvolvimento do maior polo de fruticultura irrigada do Brasil, hoje garantindo água para a transposição do rio São Francisco.
- Alguns reservatórios da Light e da CESP regularizam a vazão do rio Paraíba do Sul. Isto permite que a Cedae capte 45 m³/s desta vazão, o que garante o abastecimento de água para a região metropolitana do Rio de Janeiro. Vários municípios do trecho paulista também são beneficiados com garantia de água para diversos usos.

Apesar destes exemplos positivos, os setores de irrigação, navegação e produção de energia elétrica ainda não atingiram o grau de articulação e integração desejável, tanto no planejamento quanto na operação das barragens e reservatórios. Por exemplo, o ONS anunciou recentemente que iria pleitear junto à Agência Nacional de Águas (ANA) e ao IBAMA a relaxação temporária de restrições de defluência e de armazenamento mínimos de várias usinas hidrelétricas. Embora a razão deste pedido, que é aumentar a segurança de suprimento de eletricidade, seja inteiramente compreensível, é importante registrar que o mesmo causa prejuízos a diversos segmentos da população. Por exemplo, o esvaziamento do reservatório de Furnas teve um impacto muito negativo na atividade turística da região, centrada em torno do lago daquela usina. No caso de Três Marias, foram necessárias medidas para assegurar o abastecimento de água para as cidades vizinhas. No caso do rio São Francisco, os impactos incluem abastecimento de água, irrigação, navegação e possibilidade de entrada de sal nos terrenos agrícolas perto da foz.

O fator que complica esta articulação é o fato de a autorização administrativa para uso da água dos rios e lagos como insumo de processo produtivo poder ser emitida tanto pela Agência Nacional de Águas – ANA, em nome da União, quanto pelos governos estaduais, conforme o caso. Como consequência, o mesmo metro cúbico de água pode ser outorgado por uma autoridade estadual para uso na parte alta da bacia, e pela autoridade federal, para uso na parte baixa; um caso típico de “bola dividida”. Na tentativa de balancear os múltiplos interesses, a ANA tem feito pactos nos comitês de bacia hidrográfica (uma espécie de parlamento das águas) visando formar consensos sobre a utilização dos recursos hídricos. Observa-se progresso, mas não o suficiente.

Outra preocupação é que a acomodação emergencial dos pedidos do ONS não é seguida por uma discussão estrutural de como gerenciar da melhor maneira possível os interesses de diferentes agentes para o uso dos recursos. Por exemplo, o mesmo pedido emergencial de reduzir as vazões mínimas do rio São Francisco já havia sido feito no ano de 2013, e em anos anteriores.

As divergências vistas acima evidenciam a necessidade de uma gerência integrada destes recursos, onde cada setor seja tratado em pé de igualdade com o setor elétrico, se torna ainda mais evidente quando se examina a questão das eclusas das usinas hidrelétricas. As hidrovias possibilitam uma redução expressiva dos custos do agronegócio, que é um dos principais agentes para o crescimento econômico do país.

Um exemplo interessante de gerência integrada vem dos Estados Unidos. Na década de 1930, em pleno New Deal, a autoridade e responsabilidade de fazer o melhor uso dos recursos hídricos dos rios do vale do Tennessee foi concentrada numa única entidade, a TVA

(Tennessee Valley Authority). A TVA construiu uma “cascata” de usinas e reservatórios que geram energia elétrica, controlam as enchentes e as estiagens, e permitem o escoamento de produtos pela via fluvial. Com isso, uma região que era pobre tornou-se imensamente próspera. Esta história de sucesso poderia ser replicada entre nós em alguns casos específicos, em particular, a bacia do rio São Francisco e a bacia do Tapajós.

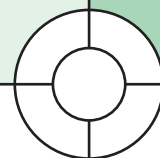
No caso do São Francisco, uma alternativa seria transformar a CHESF em uma autoridade de bacia. A nova concessionária teria a atribuição de gerar e comercializar energia elétrica, mitigar as enchentes, operar e manter a estrutura da chamada “transposição do rio São Francisco” (em construção), aduzir água bruta, manter o rio em condições navegáveis, zelar pela qualidade da água (o contrato de concessão poderia prever a obrigação de implantar e manter benfeitorias – estações de tratamento de esgoto, por exemplo), incentivar a pesca e o turismo, e preservar a mata ciliar.

No que se refere à regulação, a nova autoridade de bacia atuaria sob fiscalização da Agência Nacional de Águas – ANA, coadjuvada pelo Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco, em temas relacionados ao uso do rio. E sob fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em temas relacionados à inserção das usinas hidroelétricas no Sistema Interligado Nacional.

Obviamente, o êxito desta proposta depende de que a nova autoridade tenha “musculatura econômica” para cuidar destas atividades.

Seria necessário que o contrato de concessão de Chesf - “autoridade de bacia” tivesse cláusulas que a obrigasse a cuidar dos usos do rio associados a benefícios sociais.

No caso das bacias amazônicas, a começar pela bacia do rio Tapajós, a proposta é que as concessões passem a ser de uso múltiplo dos recursos hídricos e abranger a escala da bacia hidrográfica, isto é, deixem de ser pontuais (as quedas de água para geração hidrelétrica). Isso significa que o concessionário da bacia teria a responsabilidade de planejar, em conjunto com o Ministério dos Transportes, do Interior, Meio Ambiente e Minas e Energia, o desenvolvimento dos recursos hídricos da região. Em termos do setor elétrico, isso significa que todas as hidroelétricas da bacia seriam “estruturantes” e colocadas em licitação de acordo com o cronograma de planejamento da bacia. Com isto, as usinas hidrelétricas terão eclusas, assegurando, além da produção de eletricidade, o escoamento por via fluvial de milhões de toneladas de grãos produzidos no Centro-Oeste. (Hoje esse transporte é feito por caminhões que trafegam ao longo de milhares de quilômetros, com efeitos deletérios sobre a nossa competitividade, a vida útil das rodovias e a qualidade ambiental).



LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2014

- 1 Governança para a competitividade da indústria brasileira
- 2 Estratégia tributária: caminhos para avançar a reforma
- 3 Cumulatividade: eliminar para aumentar a competitividade e simplificar
- 4 O custo tributário do investimento: as desvantagens do Brasil e as ações para mudar
- 5 Desburocratização tributária e aduaneira: propostas para simplificação
- 6 Custo do trabalho e produtividade: comparações internacionais e recomendações
- 7 Modernização e desburocratização trabalhista: propostas para avançar
- 8 Terceirização: o imperativo das mudanças
- 9 Negociações coletivas: valorizar para modernizar
- 10 Infraestrutura: o custo do atraso e as reformas necessárias
- 11 Eixos logísticos: os projetos prioritários da indústria

- 12 Concessões em transportes e petróleo e gás: avanços e propostas de aperfeiçoamentos
- 13 Portos: o que foi feito, o que falta fazer
- 14 Ambiente energético global: as implicações para o Brasil
- 15 Setor elétrico: uma agenda para garantir o suprimento e reduzir o custo de energia
- 16 Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva
- 17 Saneamento: oportunidades e ações para a universalização
- 18 Agências reguladoras: iniciativas para aperfeiçoar e fortalecer
- 19 Educação para o mundo do trabalho: a rota para a produtividade
- 20 Recursos humanos para inovação: engenheiros e tecnólogos
- 21 Regras fiscais: aperfeiçoamentos para consolidar o equilíbrio fiscal
- 22 Previdência social: mudar para garantir a sustentabilidade
- 23 Segurança jurídica: caminhos para o fortalecimento
- 24 Licenciamento ambiental: propostas para aperfeiçoamento
- 25 Qualidade regulatória: como o Brasil pode fazer melhor
- 26 Relação entre o fisco e os contribuintes: propostas para reduzir a complexidade tributária
- 27 Modernização da fiscalização: as lições internacionais para o Brasil
- 28 Comércio exterior: propostas de reformas institucionais
- 29 Desburocratização de comércio exterior: propostas para aperfeiçoamento
- 30 Acordos comerciais: uma agenda para a indústria brasileira
- 31 Agendas bilaterais de comércio e investimentos: China, Estados Unidos e União Europeia
- 32 Investimentos brasileiros no exterior: a importância e as ações para a remoção de obstáculos
- 33 Serviços e indústria: o elo perdido da competitividade
- 34 Agenda setorial para a política industrial
- 35 Bioeconomia: oportunidades, obstáculos e agenda

- 36 Inovação: as prioridades para modernização do marco legal
- 37 Centros de P&D no Brasil: uma agenda para atrair investimentos
- 38 Financiamento à inovação: a necessidade de mudanças
- 39 Propriedade intelectual: as mudanças na indústria e a nova agenda
- 40 Mercado de títulos privados: uma fonte para o financiamento das empresas
- 41 SIMPLES Nacional: mudanças para permitir o crescimento
- 42 Desenvolvimento regional: agenda e prioridades

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Julio Sergio de Maya Pedrosa Moreira
Diretor Adjunto

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha
Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato
Diretor

CNI**Diretoria de Relações Institucionais – DRI**

Mônica Messenberg Guimarães

Diretora de Relações Institucionais

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

Wagner Ferreira Cardoso

Gerente-Executivo de Infraestrutura

Roberto Wagner Lima Pereira

Equipe técnica

Mario Veiga – PSR Consultoria

Consultoria

Coordenação dos projetos do Mapa Estratégico da Indústria 2013-2022**Diretoria de Políticas e Estratégia – DIRPE**

José Augusto Coelho Fernandes

Diretor de Políticas e Estratégia

Renato da Fonseca

Mônica Giágio

Fátima Cunha

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves

Gerente Executiva

Walner Pessôa

Produção Editorial

Gerência de Documentação e Informação - GEDIN

Mara Lucia Gomes

Gerente de Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti

Normalização

Ideias Fatos e Texto Comunicação e Estratégias

Edição e sistematização

Denise Goulart

Revisão gramatical

Grifo Design

Projeto Gráfico

Editorar Multimídia

Editoração

Mais Soluções Gráficas

Impressão



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA