

**Setor elétrico:
mimetismo, fragmentação
e suas sequelas**

Roberto Pereira D'Araujo

RESUMO

O artigo procura mostrar que a atual crise por que passa o setor elétrico brasileiro não está relacionada apenas a inesperadas secas hidrológicas. Muito embora se reconheça a relativa severidade hídrica, os sinais críticos já estavam delineados há cerca de quatro anos. Sob forte inspiração do tipo de modelo mercantil adotado, influenciado por um mimetismo advindo de sistemas de base térmica, apesar das enormes diferenças do caso brasileiro, diversas políticas equivocadas foram implantadas. Essa adaptação de modelagem gera um sistema de preços de mercado altamente volátil, em que valores irrisórios e impagáveis se sucedem. A crise está longe de ser sanada, uma vez que não se questiona a base estrutural do modelo.

Palavras-chave: energia elétrica; crise hidrológica; planejamento energético; mercado de energia; política energética.

ABSTRACT

This article attempts to show that the current crisis experienced by the Brazilian electrical sector is not only related to unexpected hydrological droughts. Although one needs to take into account the relatively severe hydric constraints, the critical signs had already been evidenced about four years ago. Despite the enormous differences of the Brazilian case, several misguided policies have been implemented here under strong inspiration of the type of market model adopted, influenced by a mimicry of thermal-based systems. This adaptation modeling generates a highly volatile market where paltry and priceless values come one after another. The crisis is far from being over, since the structural basis of the model is not being questioned.

Keywords: electric energy, water crisis, energy planning, electricity market, energy policy.

Um traço marcante na trajetória do setor elétrico dos últimos dez anos é o da dualidade sequencial de instabilidade e intervenção. Como reação a cada dificuldade, uma “cirurgia” circunstancial é aplicada. Sem tratar da essência do enigma, o processo se transforma num movimento pendular com comportamento previsível da próxima crise. Sendo dependente de uma tecnologia datada do início do século passado, é lamentável que o setor elétrico brasileiro tenha se transformado numa sequência de regras mutáveis.

Erros de política energética são compreensíveis, uma vez que antecipações de situações futuras podem surpreender. Entretanto, as nossas crises são amplificadas por um intrincado mimetismo de modelos de base térmica. Ao final, hoje, um consumidor que não conte com a ajuda de um especialista não consegue entender como se forma a sua tarifa.

Analisando as consequências, o artigo irá apontar o labirinto de problemas que se originam numa visão fortemente adaptada do mundo físico do sistema brasileiro, cujos sintomas sempre foram evidentes para a maioria dos técnicos. Esse acúmulo de sinais está se avolumando e, quanto mais adiarmos uma verdadeira reforma, mais alto ficará o custo para a economia brasileira.

Antecipadamente, enfatizamos que a situação hidrológica atual é severa. Vemos esse fenômeno

com grande preocupação por sua possível relação com o desmatamento na Amazônia, como têm alertado diversos climatologistas. Seja real ou apenas uma hipótese, esse também é um assunto relacionado à crise. Não há pior atitude do que ignorar o dado e considerá-lo apenas uma “versão” do fato. Entretanto, contestamos o discurso sobre o ineditismo da atual situação hídrica. O ano 2014 foi seco, mas, mesmo considerando a Região Sudeste, eventos piores já ocorreram algumas vezes nos registros históricos, e os sinais da penúria já estavam claros desde 2009.

Algumas tendências preocupantes já eram evidentes, pois o Rio São Francisco mostra hidrologias declinantes há mais de dez anos. Ou se atua sobre a bacia para tentar reverter essa tendência ou se incorpora a perda hídrica à base de dados, reconhecendo a perda energética. O que é enganoso é manter um sistema rígido de medida que perdeu sua credibilidade.

Como palavra final dessa introdução, apesar de óbvio, certificamos que reservatórios não se esgotam apenas se não entra água, mas também por seu uso excessivo.

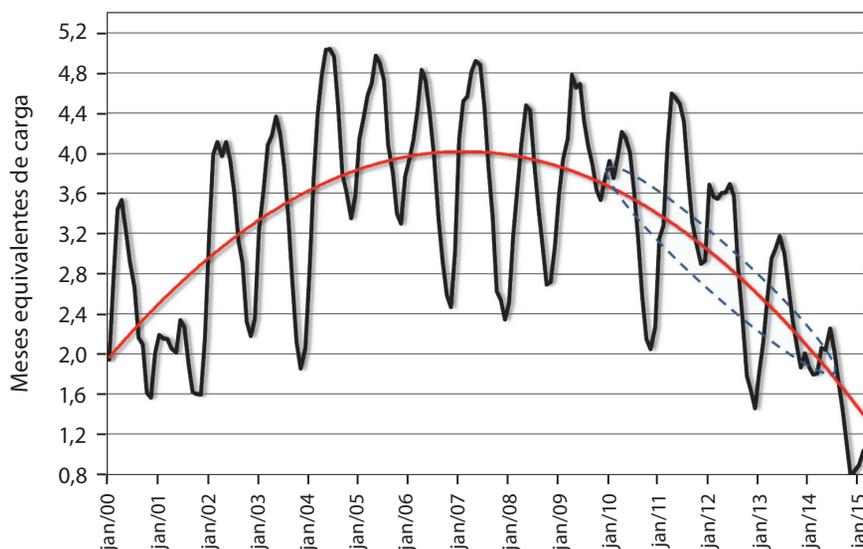
A RESERVA

O Gráfico 1 é obtido pela divisão da energia total reservada nas usinas hidráulicas pela carga

ROBERTO PEREIRA D'ARAUJO é diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético.

GRÁFICO 1

RESERVA MENSAL INDEXADA À CARGA MENSAL



total¹. Se fosse medido em GWh, seria um dado abstrato, mas, se essa reserva é relacionada ao consumo em cada mês, ela passa a ter uma analogia com conceitos simples como a poupança.

Esse gráfico é um indicador essencial do grau de precaução na gestão (operação e expansão), já que a maior parte da nossa energia vem das hidrelétricas². Ele é também um retrato das políticas adotadas ao longo de um horizonte compatível com os prazos de investimentos, portanto, não se trata apenas da operação. A parábola vermelha é simplesmente a linha de tendência dos dados, um “lugar geométrico” da curva de cor preta.

A crise estava delineada desde 2009, como mostra a curva pontilhada. Portanto, o argumento da “surpresa” é falacioso. A aparente folga no período 2001-2007 foi proporcionada, em grande parte, pela retração do mercado ocorrida após o racionamento (-15%).

Apesar de dispormos de muito mais capacidade de geração térmica hoje, a nossa reserva em fevereiro de 2015 é bem inferior à ocorrida em 2001³. Portanto, o risco de racionamento é real.

1 Fonte de dados: ONS.

2 Qualquer uma das muitas instituições do setor (MME, Aneel, ONS, EPE, CCEE) poderia divulgar essa figura tão inteligível. Esta já é a nossa primeira sugestão.

3 O dado de dezembro de 2014 mostra um armazenamento equivalente a pouco mais de um mês de consumo.

Com grande esforço, as térmicas só podem atender a 30% da carga. Bastaria que o grupo hidráulico e outras fontes não conseguissem atender ao resto para termos um racionamento.

Como será mostrado, o tipo de expansão realizada, fruto da visão mimetizada e do seu alto custo, acabou por exigir mais energia das hidráulicas e não menos, como afirma o discurso oficial. Essa estranha conclusão mostra o paradoxo da singularidade brasileira. Ao contrário do senso comum, algumas térmicas ajudam a esvaziar reservatórios.

Evidentemente, se tivéssemos mais usinas, mesmo sem reservatórios, o esvaziamento de cada uma seria menor. Portanto, o que o gráfico também mostra é que *o sistema está subdimensionado*. Em poucas palavras, faltam usinas.

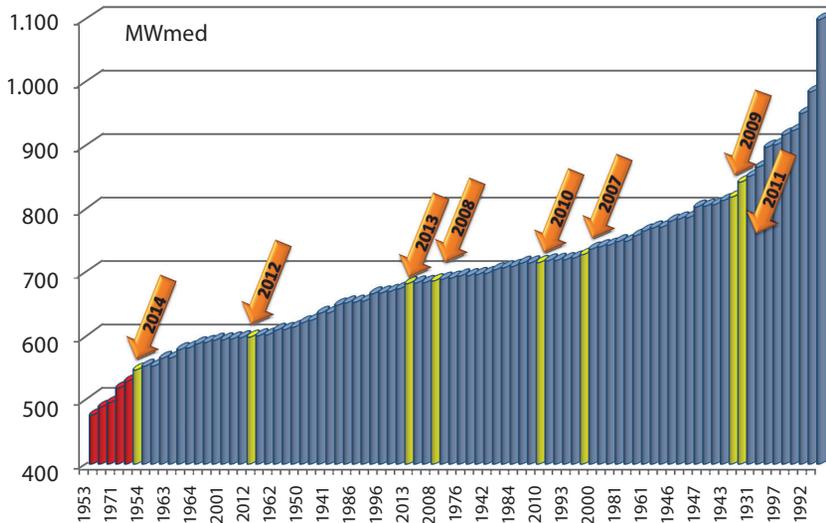
A HIDROLOGIA

O Gráfico 2 mostra, traduzido em energia, as hidrologias ocorridas desde 2007 comparadas com todos os anos do histórico, ordenados da menor hidrologia para a maior.

Não houve uma crise hidrológica contínua. Há mais anos chuvosos do que secos no período mostrado. Assim, o declínio apontado no gráfico anterior não é fruto de sequência de hidrologias severas, e o ano de 2014 não é o pior deles. Nos dados

GRÁFICO 2

POSICIONAMENTO RELATIVO DOS ÚLTIMOS OITO ANOS EM RELAÇÃO AO HISTÓRICO



No eixo horizontal, por problemas de definição de imagem, apenas alguns dos 83 anos estão marcados

em vermelho do gráfico, há anos consecutivos da década de 50, o que mostra que, na base histórica do setor, há registros piores do que o atual. Se essa base é o alicerce da operação e do planejamento, não há como justificar a “imprevisibilidade”.

A GERAÇÃO TÉRMICA

Os gráficos 3 e 4 mostram o percentual histórico da carga atendido por energia de térmicas.

Em termos médios, indexada à carga, a estratégia de uso de térmicas permaneceu *a mesma desde 2004* (Gráfico 3). Apesar de todo indicativo da redução da reserva mostrada no Gráfico 1, a metodologia de cálculo de custo marginal adotada foi insensível a essa mudança. Em 2012, nota-se uma descontinuidade, um desempenho no mínimo não usual em modelos matemáticos. Essa mudança brusca na política de operação ocorre após o anúncio da redução tarifária da MP 579.

GRÁFICO 3

GERAÇÃO TÉRMICA INDEXADA À CARGA (%)

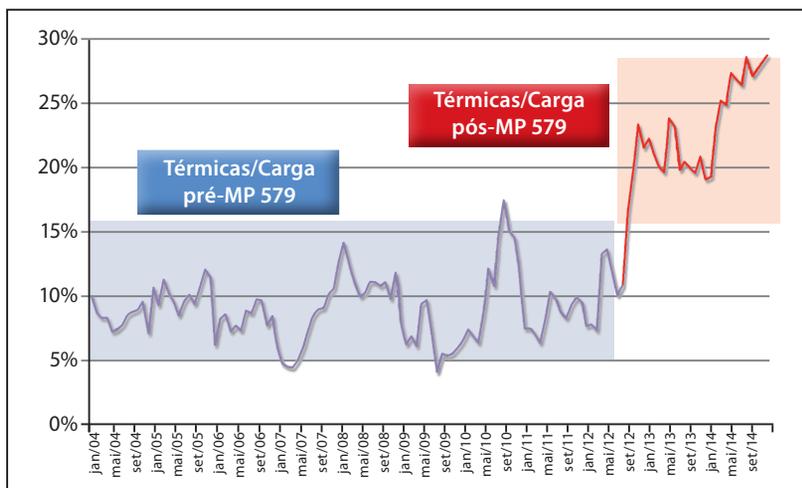
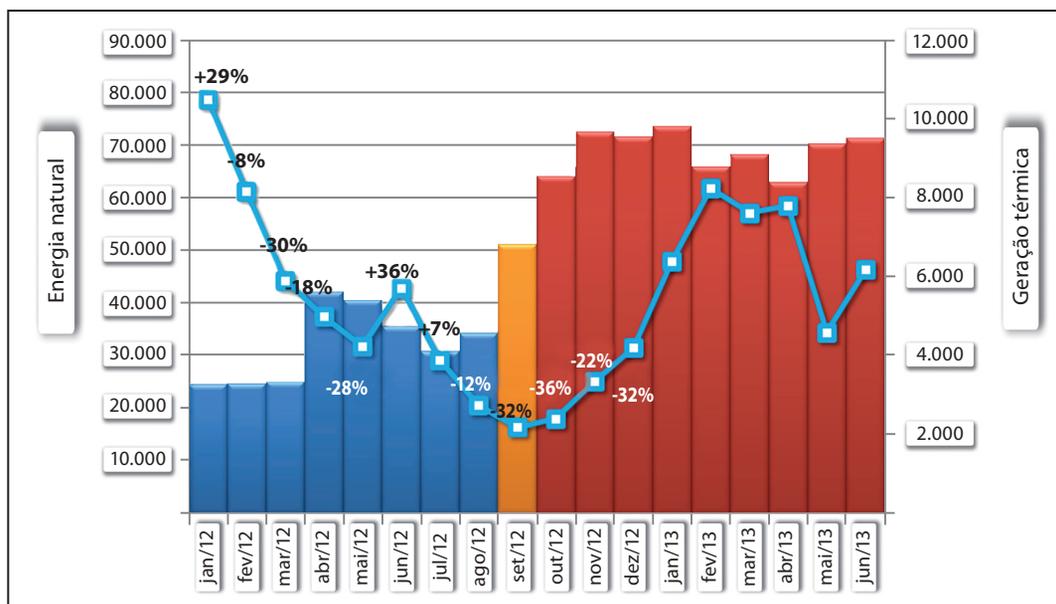


GRÁFICO 4

DETALHAMENTO DA ENERGIA NATURAL E GERAÇÃO TÉRMICA (2012-2013)



Fonte: ONS

O uso de usinas térmicas foi mantido reduzido inclusive no ano de 2012, apesar da piora do indicador de reserva mostrada no Gráfico 1. Pelo Gráfico 4 pode-se perceber que, com energias naturais abaixo da média (valores em %), promoveu-se inclusive a redução de energia das térmicas antes do anúncio da MP 579 (período abril-agosto).

Essa anomalia gera duas hipóteses: 1) ingerência política na operação ou 2) erros na formação do custo marginal de operação, o indicador de uso de geração térmica. Essa última suposição colocaria em dúvida todo o critério de garantia e todas as grandezas comerciais do modelo vigente no país, pois deixaria evidente que, explícita ou não, houve uma mudança do critério de operação. Fruto do modelo mimetizado, a mudança de critério deveria reduzir fortemente os valores de garantia mercantis, mas nada foi feito.

Outros indicadores mostravam o mesmo problema antecipadamente. No Gráfico 5⁴, a curva preta é o valor mensal da reserva máxima di-

vidida pela carga total, e a curva vermelha é a reserva máxima dividida pela carga reduzida de todas as outras gerações não hidráulicas. Seria o índice de reserva indexada à carga líquida vista pelas hidráulicas.

O gráfico mostra que, de 2004 até 2012, perdemos o equivalente a um mês de consumo de capacidade de reserva, caindo de seis para cinco meses. As retas são as linhas de tendência. Por serem integralmente paralelas, é possível dizer que, de 2004 até 2012, a estratégia de geração térmica e outras fontes foi absolutamente insensível à redução relativa da reserva.

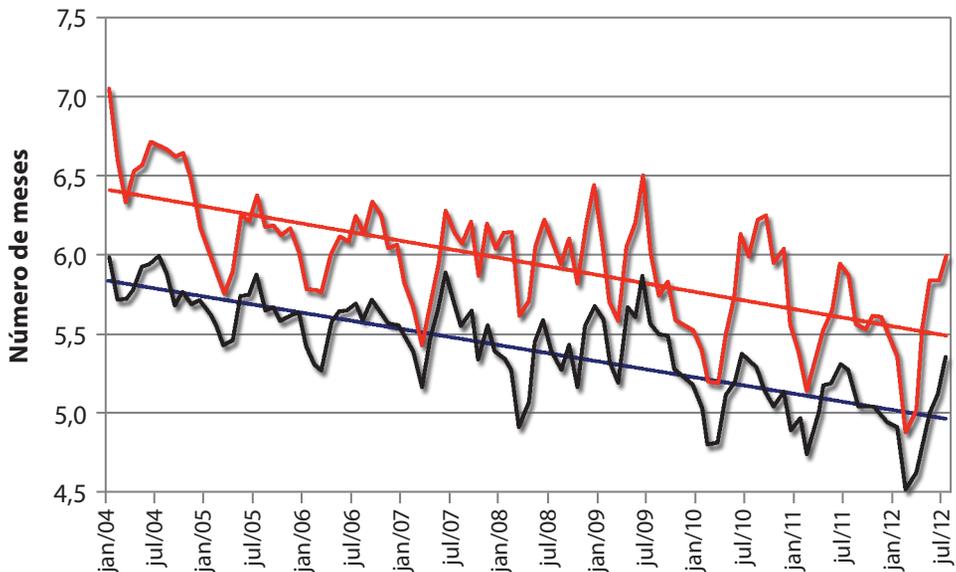
Aqui também se constata outro aspecto muito debatido, a não adição de novos reservatórios ao sistema. É possível perceber que, se quiséssemos dispor do “conforto” de regularização de seis meses de carga, teríamos que adicionar imediatamente reservatórios que possibilitassem o aumento de 20% (6/5) da nossa capacidade de reserva. Considerando que todo o sistema do Rio São Francisco representa 18% da reserva total, fica evidente que essa estratégia é inalcançável.

A tendência de esvaziamento de reservatórios não é surpreendente, e pode ser entendida quando

4 Esse gráfico foi mostrado em 2010 em um seminário realizado pela Coppe e pelo Ilumina, que contou com a presença do MME, ONS, Cepel, EPE e CCEE.

GRÁFICO 5

RESERVA MÁXIMA INDEXADA À CARGA TOTAL E À CARGA LÍQUIDA EM MESES



se verifica o resultado dos leilões realizados desde 2004 até 2012 no gráfico a seguir.

Observe-se que 40% da energia contratada é associada às térmicas. Desses 40%, metade é proveniente de térmicas a óleo combustível e diesel, ambas de altíssimo custo.

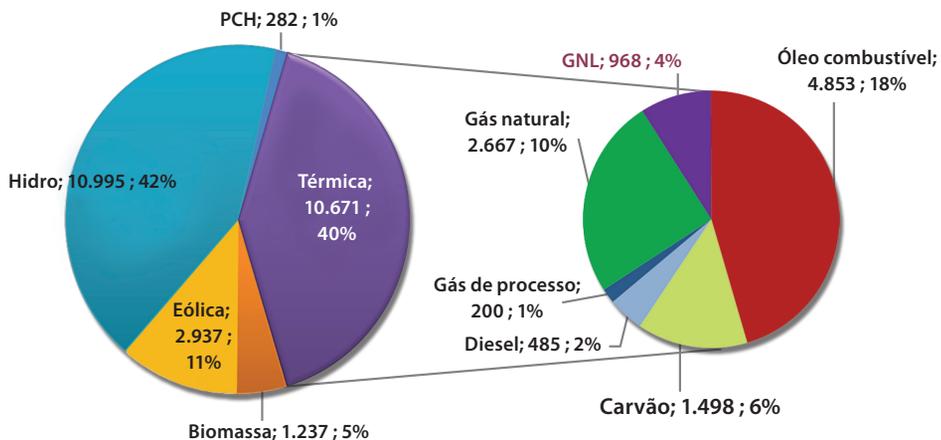
Autoridades citam o aumento da capacidade instalada (MW) como indicador de crescimento da oferta, mostrando que ela é superior ao aumento da demanda (MWh). A comparação, válida em

outros sistemas, aqui é indevida, pois as usinas não geram energia proporcional à sua capacidade instalada. As térmicas mais caras são computadas na oferta, mas seu fator de capacidade efetivo é muito baixo. Portanto, em nome da “modicidade tarifária”, assume-se implicitamente uma política que privilegia o uso da reserva.

O Gráfico 7 mostra o efeito dessa política. Em 2000, 83% da nossa capacidade instalada era hidráulica. Em 2012, essa proporção se reduziu len-

GRÁFICO 6

RESUMO DOS LEILÕES REALIZADOS DE 2004 ATÉ 2012 (VALORES EM MW MÉDIOS)



tamente para 68%. Entretanto, a responsabilidade sobre a energia gerada permaneceu no entorno de 90%. Evidentemente, isso acabou por esgotar os reservatórios.

O CONSUMO DE ELETRICIDADE

O Gráfico 8 representa a carga total do sistema desde 2004.

GRÁFICO 7

EVOLUÇÃO DAS PROPORÇÕES ENTRE A CAPACIDADE INSTALADA E A GERAÇÃO HIDRÁULICA

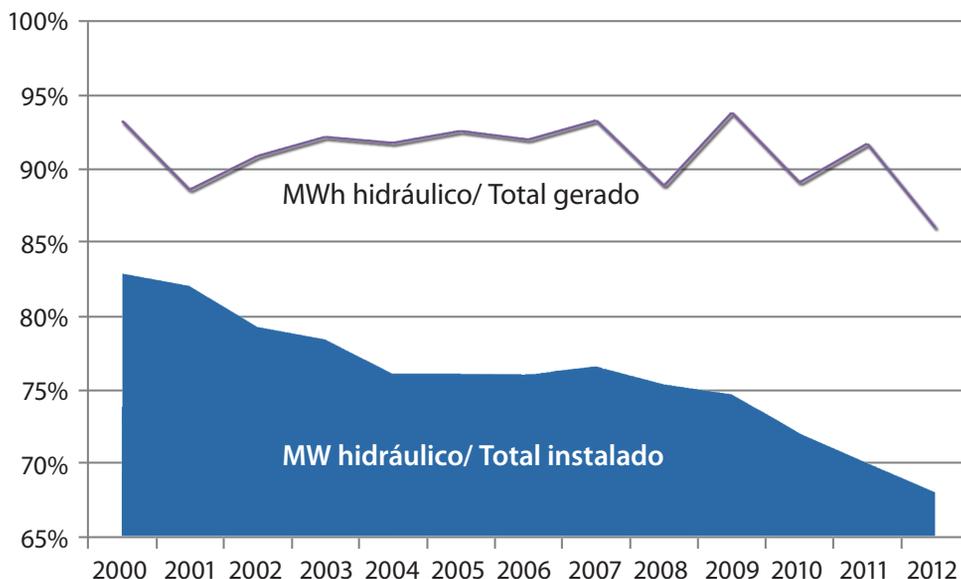
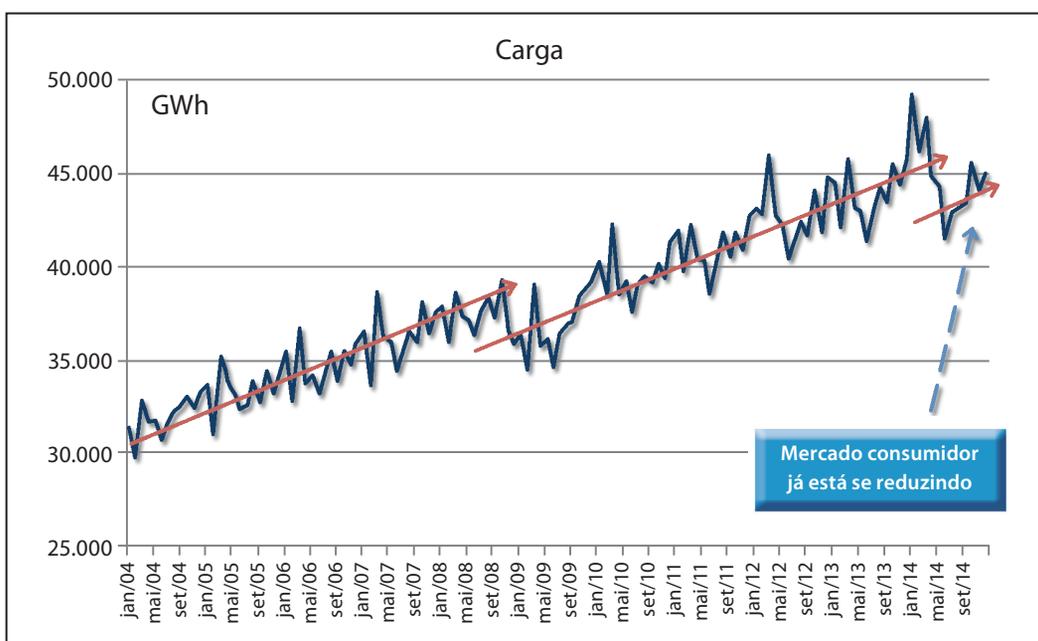


GRÁFICO 8

EVOLUÇÃO DA CARGA DESDE 2004



Não há evidências de que tenha havido aumento significativo da carga total advindo da redução tarifária de 2013. Em termos globais, se a ampliação ocorreu, foi compensada pela redução de consumo de outros setores. De qualquer modo, isso desmente a tese de que o que “esvaziou os reservatórios” foi o aumento de consumo devido à aquisição de eletrodomésticos e oferta de energia barata. Na realidade, esse esvaziamento foi causado muito mais pela expansão contratada e pela contenção da geração térmica até a medida provisória de 2012.

O mercado de energia já está sofrendo outra retração. Ela ocorre principalmente no setor industrial pesado, que, ou não consegue refazer os contratos, ou prefere vender seu direito de consumir e fechar a produção de sua fábrica.

TARIFAS

Os gráficos 9 e 10 mostram as tarifas médias sem impostos desde 1995, data de implantação do modelo mercantil ainda vigente. O dado da tarifa

GRÁFICO 9

EVOLUÇÃO DA TARIFA RESIDENCIAL

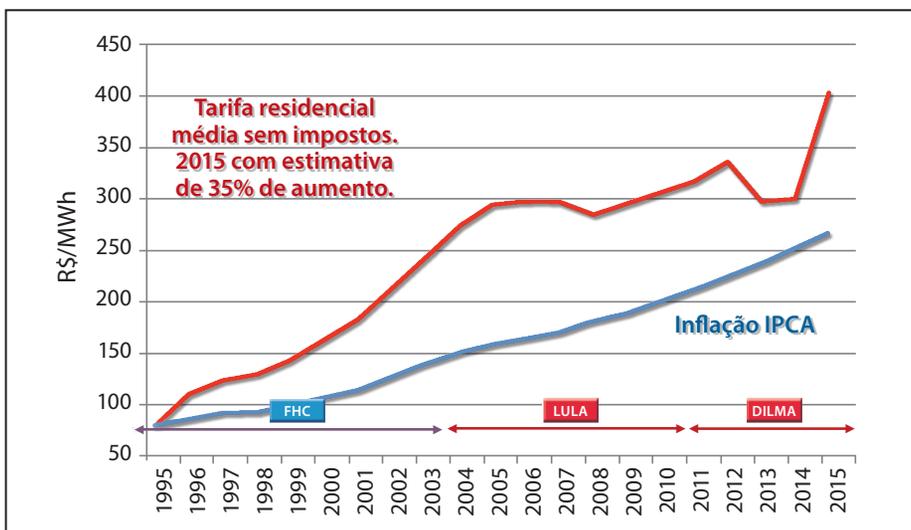
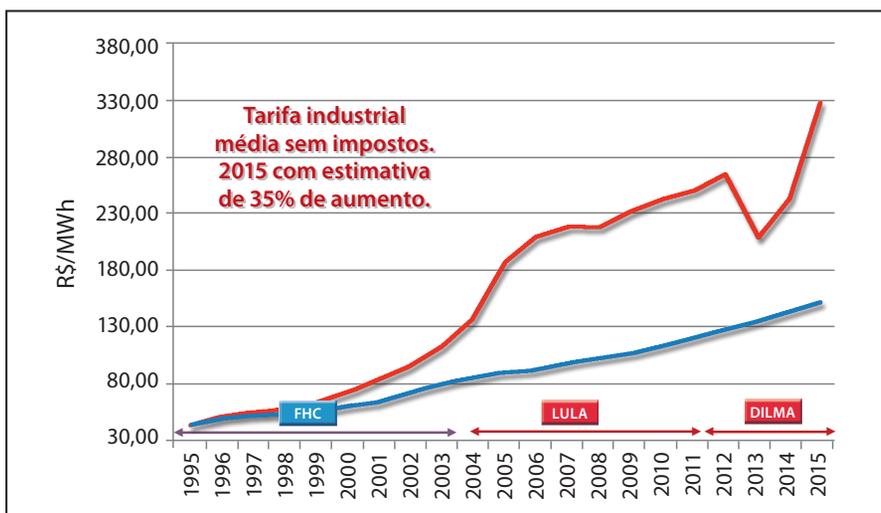


GRÁFICO 10

EVOLUÇÃO DA TARIFA INDUSTRIAL DO MERCADO CATIVO



industrial é a praticada no mercado cativo das distribuidoras (pequena indústria)⁵.

Com os aumentos esperados para 2015 e sem contar com as bandeiras tarifárias, a tarifa residencial estará 52% mais cara do que era em 1995⁶, enquanto a tarifa industrial estará 115% mais cara do que era em 1995⁷.

O Ministério, em nota⁸, afirmou que, se a redução tarifária de 2012 não fosse adotada, a “tarifa iria ser 90% mais alta”. Tomando ao pé da letra a declaração, teríamos uma tarifa residencial em torno de R\$ 890/MWh, já com os impostos. Mesmo com o dólar a R\$ 3, isso colocaria o Brasil como um dos três países mais caros do planeta, uma anomalia num sistema que conta com a maioria das fontes renováveis.

Esse manifesto provoca outro questionamento: como explicar que, sob as regras de mercado criadas em 1995 e *mantidas na reforma de 2004*, a tarifa iria duplicar? Como explicar que, no Brasil, só se reduz tarifa entregando-se MWh das usinas antigas quase de graça? Como explicar que a política tarifária brasileira exige o tombo financeiro de uma empresa como a Eletrobras⁹?

UM BIZARRO MERCADO

O Gráfico 12 mostra a evolução do preço de liquidação de diferenças (PLD) desde 2003, paradigma de preços no mercado livre brasileiro. Ao contrário do que parece indicar o nome, não há pequenas diferenças. Sob esse valor se liquidam “certificados” de energia definidos pelo governo e geração real, que podem ser significativos.

5 O grande consumidor industrial não está nesse mercado das distribuidoras, tendo migrado para o livre.

6 Supondo-se uma inflação de 6,5% em 2015.

7 Chamamos a atenção para o fato de que a pequena indústria é a que paga esse aumento. Nota-se claramente a mudança de política mais favorável ao setor residencial no período Lula.

8 Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/09/conta-de-luz-estaria-ate-90-mais-cara-sem-mp-579-diz-ministerio>.

9 Essa redução da tarifa se deve à redução de receita das linhas e usinas da Eletrobras, que foi obrigada a aceitar as condições da renovação das concessões, o que significa gerar 1 MWh por menos de R\$ 10. A empresa, de forma inédita, perdeu 70% do seu valor.

O PLD não é negociado entre ofertantes e demandantes, mas um valor definido sob a ótica do operador do sistema para liquidar valores virtuais e reais. Esse preço nada mais é do que o custo marginal de operação, que nada tem a ver com a lei de oferta e procura. Ele é função da antevisão de futuro obrigatoriamente feita para a gestão do estoque de água no sistema. Apesar dessa natureza totalmente distinta, usinas que possuem o certificado de garantia e não geram liquidam essa diferença pelo PLD.

Quando o sistema apresenta equilíbrio teórico e regulamentar¹⁰, há grande probabilidade de que esse valor fique bem abaixo da média. O Gráfico 11 mostra a distribuição de frequência do CMO (custo marginal de operação) para uma configuração em que sua média é igual ao CME (custo marginal de expansão, barra vermelha). Essa forte assimetria sempre foi *conhecida dos técnicos do setor e uma singularidade física do setor brasileiro*. Fica evidente que, em condições de equilíbrio, paradoxalmente, o sistema de preços induz um “comportamento” de contratos de curto prazo no mercado.

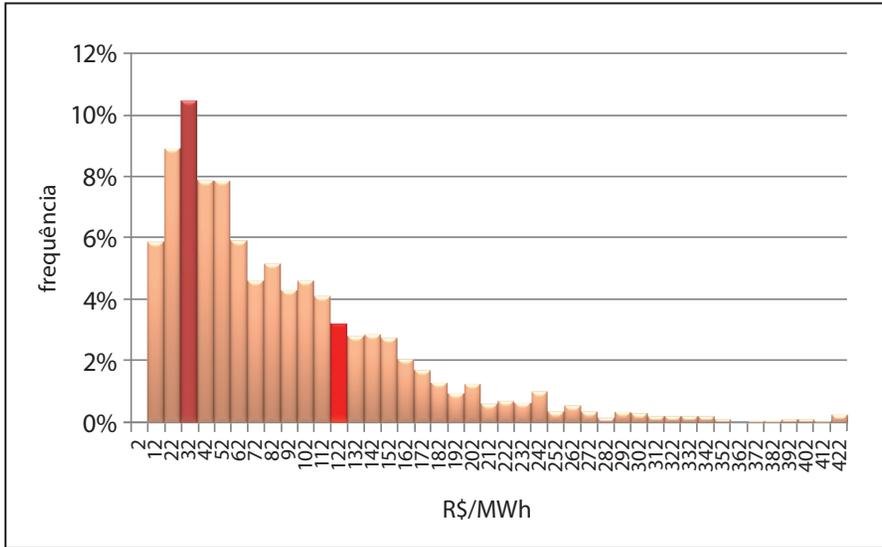
O paradigma da liquidação é o certificado de “garantia física”, um número calculado na fase de planejamento através de uma simulação para 2 mil anos de séries sintéticas de aflúncias. Nem os critérios do planejamento são os mesmos da operação nem a configuração é real, pois ela pode se diferenciar da situação futura. Aqui se percebe um dos efeitos da fragmentação de metodologias e responsabilidades.

A mimetização está na tentativa de implantar um número fixo de energia por usina a exemplo de sistemas de base térmica, onde unidades geram a sua capacidade. Aqui, as usinas geram o que é determinado pelo operador que as administra olhando monopolisticamente a eficiência do sistema. Para cada usina, há grande variabilidade da geração real em nome da garantia do sistema interligado.

Como há várias hipóteses e parâmetros subjetivos na determinação da garantia física, corre-se o risco de superavaliação dessa “capacidade”. Portanto, as “sobras” podem ser uma visão desatualizada e exagerada de uma etapa anterior executada

10 Ver: http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_26/NT_MetodologiadecalculoCME_2011.pdf.

DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DO CMO PARA A CONFIGURAÇÃO 2016 EM EQUILÍBRIO COM O CME



A barra marrom indica a moeda, ou valor mais provável. A vermelha indica média aproximadamente igual ao CME

por outro órgão (EPE). Assim, qualquer “excesso” de certificado acaba “indexado” ao PLD, o que transforma um parâmetro da operação num paradigma de preços, algo totalmente bizarro entre mercados de energia elétrica.

O Gráfico 12, como já foi dito anteriormente, mostra a evolução dos preços desde 2003; o quadro vermelho indica o menor valor atingido no período 2003-2007, quando era liquidada por PLD a energia das estatais, “descontratadas” compulsoriamente, apesar de mais baratas do que suas substitutas. Era óbvio que a carga após o racionamento tinha se reduzido em 15% e a “descontratação” iria provocar uma enxurrada de preços baixos de energia firme (sem riscos). Apesar da obviedade, essa estratégia foi mantida.

Não é surpresa perceber que o mercado livre, que tinha poucos consumidores em 2003, saltou para quase 1.000 em 2007. Essa estratégia gerou grande prejuízo nas geradoras. Apenas em Furnas, 2.000 MW médios¹¹ permaneceram “descontratados” até 2007.

O quadro amarelo no gráfico, ocorrido logo após um “susto” causado por uma combinação de fatores hidrológicos e frustração de importação da Argentina e da Bolívia, mostra preços irrisórios já no trecho em declínio do Gráfico 1. O quadro preto mostra preços ainda mais baixos às vésperas da atual crise. No ano de 2011, 25% dos “contratos” do mercado livre eram liquidados mensalmente. Ao contrário do que poderia parecer, não se tratava de pequenas diferenças, mas do fato de que 28% de toda a energia negociada nesse ambiente¹² foi liquidada mês a mês.

A pouca transparência do mercado livre não permite que esse comportamento do mercado seja analisado, uma vez que não há dados disponíveis para os anos anteriores a 2011. A conclusão é que, mantido o sistema atual, ele é capaz de “liquidar” energia segura por preços irrisórios e, tempos depois, cobrar preços estratosféricos por um MWh.

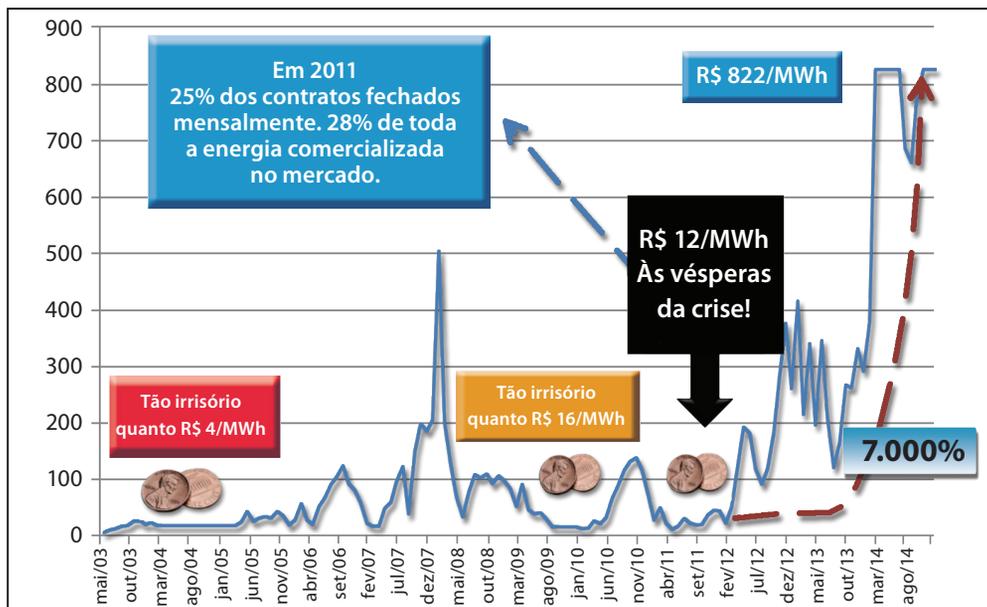
Qualquer comparação do nosso mercado com exemplos mundiais deveria mostrar que há algo muito errado com a nossa maneira de comercia-

11 Essa energia valorada a preços semelhantes ao custo marginal de expansão atinge aproximadamente R\$ 6 bilhões.

12 Dados sobre a estrutura do mercado em 2011 foram obtidos através de requisição à CCEE. Na realidade, essa informação está indisponível para o período 2003-2012.

GRÁFICO 12

EVOLUÇÃO DO PLD DA REGIÃO SE/CO DESDE 2003



lizar energia. Ver gráficos 13 (comparação com o Nordpoll) e 14 (PJM).

A exposição das distribuidoras a esse mercado está calcada na falsa ideia de que o sistema estava em equilíbrio. Na realidade, ao contrário da ava-

liação de vários agentes, o governo subestimou a exposição a preços exorbitantes, que resultaram em espantosas dívidas. Portanto, o que está no centro dos erros da atual política energética é o próprio conceito de garantia.

GRÁFICO 13

COMPARAÇÃO DE PREÇOS (EUROS) DO MERCADO LIVRE BRASILEIRO E DO NORDPOOL (SUÉCIA, NORUEGA, FINLÂNDIA E DINAMARCA)

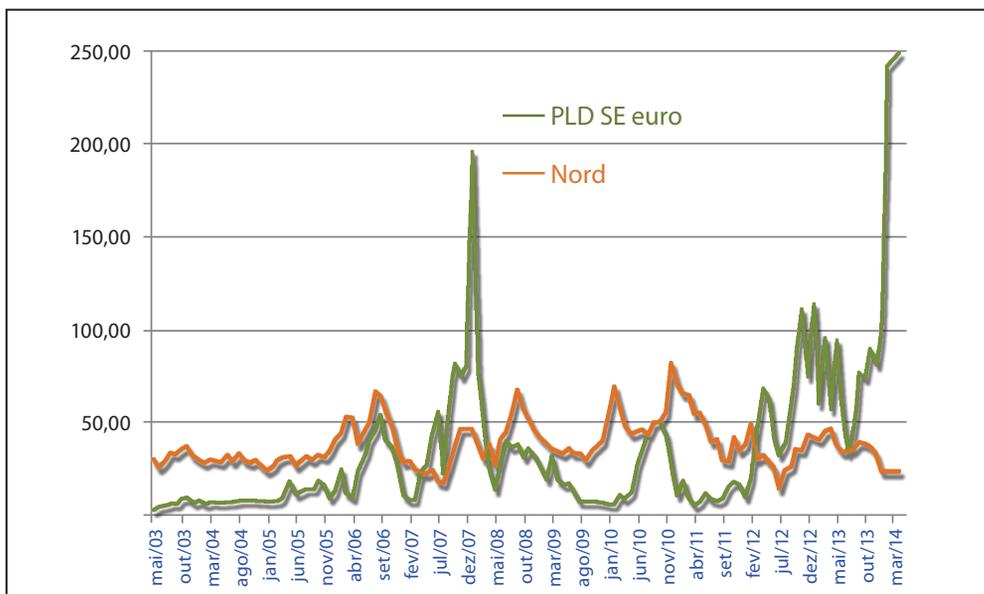
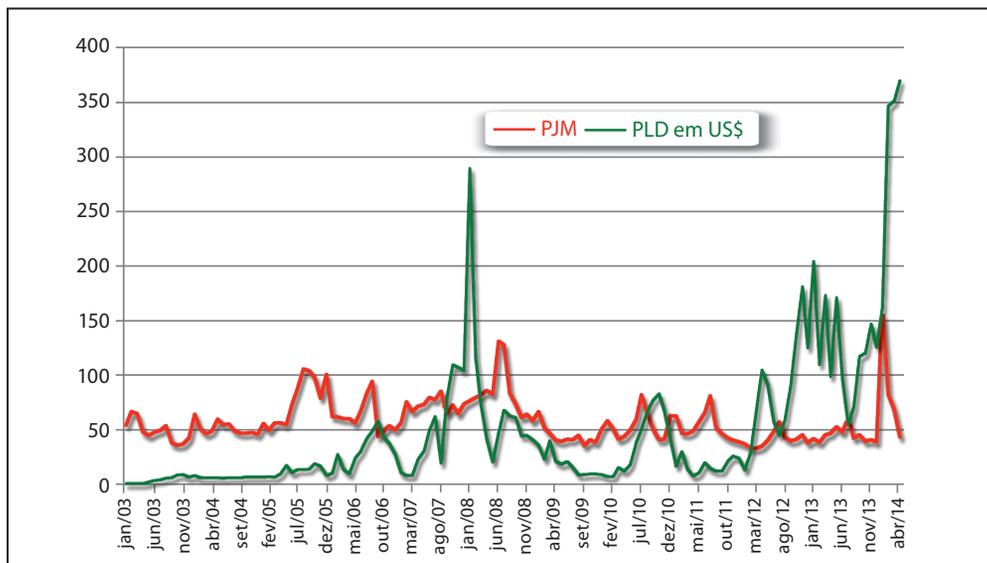


GRÁFICO 14

COMPARAÇÃO DE PREÇOS (US\$) DO MERCADO BRASILEIRO COM O MERCADO PJM – DELAWARE, ILLINOIS, INDIANA, KENTUCKY, MARYLAND, MICHIGAN, NEW JERSEY, NORTH CAROLINA, OHIO, PENNSYLVANIA, TENNESSEE, VIRGINIA, WEST VIRGINIA, DC



O INÚTIL SACRIFÍCIO DA ELETROBRAS

Segundo dados oficiais da Aneel, a estrutura média das tarifas em 2011, ano anterior à interferência da MP 579, é a que está mostrada no Quadro 1.

Até a não aceitação das condições de renovação das concessões pelas empresas Copel, Cesp e Cemig, as usinas passíveis de ser atingidas somavam 22.741 MW, aproximadamente 20% do total de hidráulicas do sistema.

QUADRO 1

ESTRUTURA TARIFÁRIA MÉDIA EM 2011



Fonte: Dados extraídos da Aneel, cartilha *Por Dentro da Conta de Energia*. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Por%20Dentro%20da%20Conta%20de%20Luz_.pdf

A parcela da tarifa referente à energia correspondia a 31% do total. Nem todos os kWh vêm de hidráulicas (supondo-se 80%). Se a energia dessas usinas fosse entregue de graça, a redução máxima seria de 4,96% (31% x 20% x 80%).

Assim, desde sempre era mais do que evidente que essa proporção seria insuficiente para compensar os aumentos tarifários ocorridos nos últimos 20 anos. Sem espaço para aprofundar o tema, há muitas razões para aumentos tarifários. Entretanto, nunca houve sequer um diagnóstico.

Um histórico de eventos precedeu a MP 579. Em 2011 e 2012, em grande campanha midiática, a Fiesp debitava ao preço das usinas antigas a baixa competitividade da indústria brasileira. Se a indústria dependesse apenas do preço da energia, a Itália e o Japão estariam com suas indústrias quebradas, pois têm tarifas ainda mais altas do que a brasileira.

O Quadro 2 é parte de uma apresentação da Fiesp cujo argumento principal é a comparação com leilões de usinas do PAC como prova da tese de que as usinas antigas estariam caras.

Ninguém nega que os preços praticados por usinas de mais de 30 anos poderiam ser mais baixos. Entretanto, o sistema implantado pelo governo em 2003 foi o de mercado. Os preços praticados foram definidos em leilão de 2004. Portanto, não há mais como se referir a esses valores como “tarifas”. Estamos lidando com preço.

Usinas novas não deveriam ser paradigmas de comparação com antigas, até porque é impossível encontrar duas hidrelétricas iguais. As usinas Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, supostamente têm hidrologia distinta da de outros rios brasileiros, com maior produtividade (FC ~ 60%). Deveriam ser mais baratas!

Todas as usinas do exemplo, sem exceção, são financiadas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES a taxas subsidiadas. Todas têm parcerias com estatais, sempre minoritárias. Todas têm suposições de contratação no mercado livre que ainda não se concretizaram. Nenhuma delas está em pleno funcionamento.

QUADRO 2

SLIDE DE APRESENTAÇÃO DA FIESP

Cenário de Licitação Geração

FIESP

Preços atualizados (IPCA)	Data do Leilão	Preço de Venda Final (R\$/MWh)
Santo Antônio	10/12/2007	94,53
Jirau	19/5/2008	83,14
Belo Monte	20/4/2010	82,41
Teles Pires	17/12/2010	59,77
Média ponderada (IPCA março/2011)		82,54

O preço médio da energia das usinas amortizadas, também em março de 2011, era de R\$ 90,98/MWh, superior ao preço médio (R\$ 82,54/MWh) das usinas em construção

CUSTO POR KW INSTALADO NAS USINAS

Usinas	Custo estimado (R\$)	Potência MW
Teles Pires	4.000.000.000,00	1.820
Belo Monte	28.900.000.000,00	11.233
Sto. Antônio	19.200.000.000,00	3.558
Jirau	16.600.000.000,00	2.184
Total	68.700.000.000,00	18.795
R\$/kW médio		3.655,23

Fonte: informações obtidas nos sites das usinas

Contudo, reconhecendo o efeito denunciado pela Fiesp, o Ilumina propõe uma comparação, conforme consta no Quadro 3.

As usinas da Eletrobras “velhas” são: Marimbondo, Porto Colômbia, Estreito, Funil, Furnas, Corumbá, Paulo Afonso I, II, III e IV, Moxotó, Itaparica, Xingó, Piloto, Araras, Funil, Pedra e Boa Esperança. Elas somam 13.800 MW.

Se fossem construídas hoje com o custo médio dos exemplos da Fiesp, custariam R\$ 50.442.138,87. Qual era a contabilização oficial de amortização das usinas da Eletrobras? Ver Quadro 4: R\$ 13.226.000.

Portanto, a diferença, R\$ 37.216.138,87, estaria amortizada. Assim, sob o paradigma da Fiesp, 74% das usinas já teriam sido pagas pelo consumidor! Em termos aproximados, sem mudança de regras, sem alterar a metodologia de balanços auditados e aprovados pela Aneel, a tarifa das usinas antigas poderia ser a quarta parte dos R\$ 91/MWh apontados pela Fiesp, o que chegaria a R\$ 22/MWh. Entretanto, a tentativa infrutífera de reduzir tarifas exigia muito mais.

O Quadro 5 mostra as despesas de operação e manutenção (O&M) definidas por um simplório modelo matemático, em que bastam apenas duas variáveis (capacidade instalada e garantia física) para definir o custo de operação e manutenção de uma usina.

Sob essa filosofia, duas usinas em rios de regiões totalmente distintas, com especificidades advindas do ambiente em que estão instaladas, podem ter exatamente o mesmo custo de operação e manutenção. Para tal, basta terem a mesma capacidade instalada (independente do número de máquinas) e a mesma garantia física (um número de escritório dependente de parâmetros subjetivos), algo completamente inusitado¹³.

Esses valores são inferiores à terça parte (US\$ 10/MWh) de referências internacionais, como mostra o Quadro 6, que indica apenas estimativas de custos.

Os Estados Unidos ainda mantêm a maioria de seus estados regulada pelo regime de serviço pelo custo (*return rate regulation*). Esse sistema – vigente no Brasil até 1995 –, longe de ser perfeito, tem proporcionado tarifas menores do que o sistema de mercado usado em outros estados.

Independente da validade desse ou de outro sistema de regulação, o grande diferencial é que a idade da usina não é motivo para um conces-

13 Anotatécnica em questão tem sérios indícios de ter sido feita às pressas, pois na fórmula, ao invés de fator de capacidade (FC = razão entre a garantia física e a capacidade instalada), aparece fator de potência (FP = defasagem entre corrente e tensão).

QUADRO 4

VALORES DE INDENIZAÇÃO E CONTÁBEIS DE ATIVOS DA ELETROBRAS – R\$ MILHÕES

Empresas	Geração		Transmissão		Total	
	Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização	Valor Contábil	Indenização
Chesf	9.571	5.130	5.206	1.587	14.777	6.717
Furnas	3.543	731	6.858	2.878	10.401	3.608
Eletronorte	112	36	4.568	1.682	4.680	1.718
Eletrosul	0	0	1.959	1.986	1.959	1.986
Total	13.226	5.897	18.590	8.133	31.817	14.030

Indenizações estabelecidas pelo MME

QUADRO 5

MODELO MATEMÁTICO DEFINIDOR DOS CUSTOS DE O&M PÓS-MP 579

Usinas	Potência (MW)	R\$/kW.ano	Garantia Física (MW médios)	R\$/MWh	Ponderação pela garantia física
Funil	216	66,59	121	13,57	1.641,95
Boa Esperança	237	66,74	143	12,63	1.805,64
P. Colômbia	319	60,94	185	12	2.219,16
Corumbá I	375	57,59	209	11,8	2.465,33
Estreito	1.048	41,58	495	10,05	4.974,41
Furnas	1.216	40,6	598	9,42	5.635,80
Marimbondo	1.440	39,22	726	8,88	6.447,12
Itaparica	1.479	42,67	959	7,51	7.204,22
Xingó	3.162	35,61	2.139	6,01	12.853,75
P. Afonso	4.279	29,92	2.225	6,57	14.615,03
Total	13.771		7.800	7,67	59.862,40

Fonte: Nota Técnica nº 385/2012-SER/SRG/Aneel

QUADRO 6

Plant Type	Capacity Factor (%)	Levelized Capital Cost	Fixed O&M	Variable O&M (including fuel)	Transmission Investment	Total System Levelized Cost
Dispatchable Technologies						
Conventional Coal	85	64,9	4	27,5	1,2	97,7
Advanced Coal	85	74,1	6,6	29,1	1,2	110,9
Advanced Coal with CCS	85	91,8	9,3	36,4	1,2	138,8
Natural Gas-fired						
Conventional Combined Cycle	87	17,2	1,9	45,8	1,2	66,1
Advanced Combined Cycle	87	17,5	1,9	42,4	1,2	63,1
Advanced CC with CCS	87	34,3	4	50,6	1,2	90,1
Conventional Combustion Turbine	30	45,3	2,7	76,4	3,6	127,9
Advanced Combustion Turbine	30	31	2,6	64,7	3,6	101,8
Advanced Nuclear	90	87,5	11,3	11,6	1,1	111,4
Geothermal	91	75,1	11,9	9,6	1,5	98,2
Biomass	83	56	13,8	44,3	1,3	115,4
Non-Dispatchable Technologies						
Wind	33	82,5	9,8	0	3,8	96
Solar PV ₁	25	140,7	7,7	0	4,3	152,7
Solar Thermal	20	195,6	40,1	0	6,3	242
Hydro ₂	53	76,9	4	6	2,1	88,9

Fonte: US Energy Information Administration – Levelized Costs of New Generation Resources – 2012

QUADRO 7

TAXAS DE RETORNO SOBRE O PATRIMÔNIO
ADOTADAS EM DIVERSOS ESTADOS AMERICANOS

Company	ROE	Company	ROE
Alabama Power	13,75%	Aquila Inc MO	10,25%*
Arizona Public Service	10,75%*	Ameren UE MO	10,20%*
Entergy AR	11,00%	Sierra Pacific Power NV	10,60%**
Oklahoma Gas & Electric AR	10,00%*	Unitil Energy Systems NH	9,67%**
Pacific Gas & Electric CA	11,35%	Central Hudson Gas & Electric NY	9,60%**
Southern California Edison	11,50%	Duke Energy Carolinas NC	12,25%***
San Diego Gas & Electric	11,10%	Progress Energy Carolinas SC	12,75%***
Public Service Co CO	10,50%**	South Carolina Electric & Gas	11,00%***
Progress Energy FL	11,75%	Entergy Gulf States – TX	10,95%
Maine Public Service	10,20%**	PacifiCorp UT	10,25%**
Potomac Electric Power MD	10,00%*	Green Mountain Power VT	10,25%**
Delmarva Power & Light MD	10,00%*	Appalachian Power VA	10,00%
Detroit Edison	11,00%	Puget Sound Energy WA	10,40%***
Consumers Energy MI	10,70%	PacifiCorp WA	10,20%***
Interstate Power & Light MN	10,39%**	Avista WA	Avista WA
Northern States Power MN	10,54%**	APCo/Wheeling (AEP Utilities) WV	10,50%***
Entergy Mississippi	11,05%***	MonPower/PE (APS Utilities) WV	10,50%***
Mississippi Power	12,98%***	Wisconsin Power & Light	10,80%*
Kansas City Power & Light MO	11,25%**	Wisconsin Public Service	10,90%*

(*) 2006 Public Utilities Fortnightly

(**) 2007

(***) Ferc response

Fonte: R. Mihai Cosman – CPUC Energy Division

cessionário perder sua atribuição original em relação àquele empreendimento. Afinal, a amortização e a depreciação de uma usina nada têm a ver com o prazo de concessão. Dependendo do contrato, a amortização poderá ocorrer inclusive antes do final do prazo de concessão.

A forma adotada pela MP 579 é radicalmente distinta da adotada nos sistemas regulados como serviço público, uma vez que não há a possibilidade de uma empresa passar a ser mera administradora de mão de obra e manutenção, como é o caso brasileiro.

O Ilumina, em consulta direta com o Idaho National Laboratory (INL), organismo do Departamento de Energia americano, obteve a informação de que a única possibilidade de um concessionário americano perder a sua condição original é o descumprimento do contrato. Afinal, os americanos não querem uma troca de concessionário que arrisque a perda do agente que construiu a usina simplesmente por decorrência de prazo.

As taxas de retorno sobre o patrimônio são negociadas junto às agências reguladoras dos estados e podem variar conforme as especificidades de cada empresa.

CONCLUSÃO

Todos os dados deste documento apontam o acúmulo dos sintomas apresentados pelo atual modelo mercantil do setor elétrico. Todos denunciam disfunções que agravam as crises, sejam advindas de mudanças climáticas, de imprevisibilidade do futuro ou simplesmente de decisões equivocadas. Cada sintoma, por si só, já deveria provocar alguma estranheza, mas, incredivelmente, estamos convivendo com essas evidências há mais de uma década.

Adotamos um modelo mimetizado e fragmentado como se tivéssemos um sistema de base térmica, como o paradigma inglês. O que antes era apenas um parâmetro técnico, o CMO, passou a ser o centro do modelo comercial, o que fez com que a inevitável subjetividade se transferisse para a esfera econômico-financeira do setor.

O sistema está em desequilíbrio, e os números mostram isso. Mesmo que essa carência tenha se originado de atrasos de obras, ainda com mais ra-

ção não se consegue perceber a lógica de gestão dos reservatórios dos últimos anos. Se 2014 e 2015 não nos derem uma lição a ser aprendida, certamente teremos outras crises no futuro.

Se entendermos que o sistema nos transmite intranquilidade, devemos mudar nossos parâmetros, que, até esse momento, pareciam robustos. Se essa mudança for feita, teremos que enfrentar a desvalorização das garantias comerciais de todas as usinas do sistema, por mais doloroso e complexo que seja esse processo.

É preciso que se adote algum tipo de redução controlável da carga urgentemente. O impacto do adiamento terá efeitos dramáticos caso ocorra o que hoje é considerado improvável. Soluções de médio prazo existem. Apesar de não ser o foco deste texto, citamos a redução de perdas na distribuição, o incentivo à geração distribuída, a desoneração de produtos eficientes e a reavaliação de volumes de reservatórios, entre muitas outras.

Enfatizamos a inutilidade da intervenção provocada pela MP 579 e entendemos que ela deve ser profundamente modificada. É preciso decidir se o modelo comercial se rege pelas leis de mercado ou pelos princípios de serviço público (pelo custo).

O hibridismo atual combinado com certificados de garantia superavaliados vitimou os consumidores com o risco hidrológico, evento que não pode ser minimizado pelas distribuidoras. Se, com as usinas cotizadas, houve uma tentativa de se recuperar a estrutura vigente antes da reforma mercantil de 1995, a forma imposta pela MP 579 é completamente imprópria. O serviço pelo custo é aplicado através de monitoração da taxa de retorno sobre o patrimônio na maioria dos países que adotam esse princípio. Dessa maneira, nenhuma empresa deixa de ser concessionária e continua responsável pela usina, seja qual for sua idade.

Esperamos que essa sequência de dados tenha tornado claro que parte da dívida do setor, que o TCU avaliou em R\$ 60 bilhões¹⁴ (que não para de crescer), está relacionada ao fato de que esse mesmo sistema que cobra dívidas bilionárias do consumidor “liquidou” energia por va-

14 Relatório TC 011.223/2014-6.

lores irrisórios até 2011, com grande prejuízo imposto às usinas da Eletrobras.

Consideradas as dívidas das geradoras hidráulicas, as perdas de valor da Eletrobras, os valores de indenização e aportes do Tesouro, esse valor já ultrapassa R\$ 100 bilhões, quantia superior a toda a receita da privatização de empresas do setor ocorrida na década de 90.

Numa interpretação ampla e atemporal dos fluxos financeiros do setor, os recursos que hoje faltam foram capturados no mercado livre no

passado. Essa captura se deu de forma totalmente legal e legítima, mostrando que o modelo vigente tem características absolutamente equivocadas e que, mais cedo ou mais tarde, traz prejuízos a todos os setores.

O país precisa discutir profundamente as decisões tomadas nos últimos anos. Pequenas reformas não resolverão o problema. É urgente a decretação de medidas efetivas de redução da carga. Caso seja inevitável o racionamento, mais severo será se nada for feito.