

**A gênese e a
permanência da crise do
setor elétrico no Brasil**

Ildo Luís Sauer

RESUMO

Este trabalho faz uma revisão das causas e consequências da crise do setor elétrico do Brasil a partir da reforma mercantil introduzida pelo governo FHC, do ajuste promovido pelo governo Lula em 2004 e da tentativa fracassada do governo Rousseff de 2012. Os custos decorrentes da ausência de planejamento eficaz, de critérios eficientes para contratação da expansão e das deficiências na representação das usinas para a operação conduziram à trajetória de explosão tarifária, ausência de confiabilidade na garantia do suprimento de energia, destruição de patrimônio público e empréstimos a serem pagos pelos consumidores no futuro. A conclusão principal consiste na necessidade de revisão profunda do modelo de organização, gestão, planejamento, operação e manutenção do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave: crise do setor elétrico; custos; planejamento; usinas hidrelétricas.

ABSTRACT

This paper reviews the causes and consequences of the crisis for the electricity sector in Brazil from the market reform introduced by the government FHC, the adjustment promoted by the Lula government in 2004, and the failed attempt by the government Rousseff 2012. The costs arising from the lack of effective planning and of efficient criteria for contracting expansion of capacity, the deficiencies in the representation of plants for the operation led to a path of skyrocketing tariffs, mistrust in the capacity of ensuring energy supply, public property destruction, and loans to be paid by consumers in the future. The main conclusion is that we need a deep review of the organizational structure, management, planning, operation and maintenance of the Brazilian electric system.

Keywords: *electrical sector crisis; costs; planning; hydroelectric plants.*

Entre as causas que conduziram ao racionamento de energia elétrica decretado em 2001 estava a incapacidade de garantir os investimentos na expansão da capacidade de geração, conduzindo a uma progressiva deterioração da confiabilidade. A defasagem entre o aumento do consumo e a capacidade instalada ampliou os riscos, criando a dependência do comportamento da hidrologia com aportes favoráveis. A avaliação comparativa da Figura 1 – capacidade instalada x consumo (1980 a 2000) – com a Figura 2 – nível dos reservatórios do Sudeste (1991 a 2002) – indica a defasagem entre oferta e demanda e a deterioração sequencial do nível dos principais reservatórios do país. Embora a hidrologia tenha se comportado dentro dos parâmetros previsíveis, com anos acima e abaixo da média, o sistema entrou em colapso. Um dos fatores que dificultaram a expansão da capacidade de geração e de transmissão em patamares requeridos para manter a confiabilidade foi a insegurança da garantia de remuneração, pois o anúncio de novos projetos de geração fazia os preços previstos no mercado competitivo do então novo modelo baixarem, tornando os projetos inviáveis. A noção de o preço competitivo no mercado de MWh estar vinculado não a fatores de produção, como capital, trabalho, tecnologia, gestão, mas à aleatoriedade do comportamento da hidrologia, revelou a inviabilidade da estrutura competitiva nessas bases. A competição no mercado de MWh, com base no

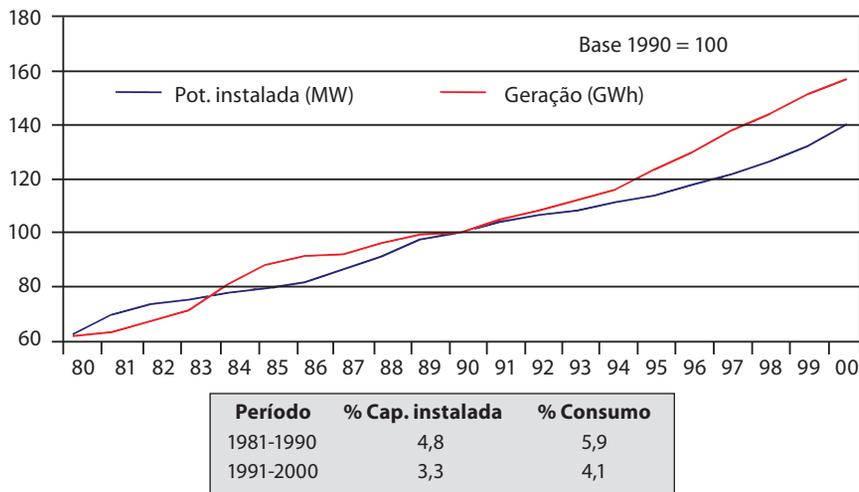
custo marginal de curto prazo, fortemente afetado pela hidrologia, revelou-se inviável num sistema com fortes características de monopólio natural, em que a cooperação constituiu um fator superior à competição para buscar a operação e expansão otimizadas. Nessas condições, o modelo mercantil de coordenação do setor introduzido no governo FCH colapsou em razão de contradições intrínsecas, e sua reforma requeria que os custos marginais de longo prazo – isto é, incluindo os custos fixos de amortização e remuneração do capital e de operação e manutenção das instalações, além dos custos variáveis, incluindo combustíveis, e operação e manutenção – fossem considerados nos critérios de contratação da expansão da oferta de geração, algo semelhante ao que já vinha sendo praticado, através da receita assegurada para a expansão da capacidade de transmissão. Propôs-se, assim, como um dos pilares da proposta alternativa, em 2002, da noção de competição pelo mercado: os vencedores dos certames construiriam as instalações e teriam receita assegurada para amortização dos custos fixos em prazo compatível com a natureza dos projetos hidráulicos, térmicos ou de fontes alternativas, além da restituição dos custos variáveis vinculados à operação das usinas (Sauer, 2003).

A proposta do governo eleito em 2002 estabelecia profundas mudanças na estrutura de organização e gestão do setor elétrico como resposta ao

ILDO LUÍS SAUER é professor do Programa de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo.

FIGURA 1

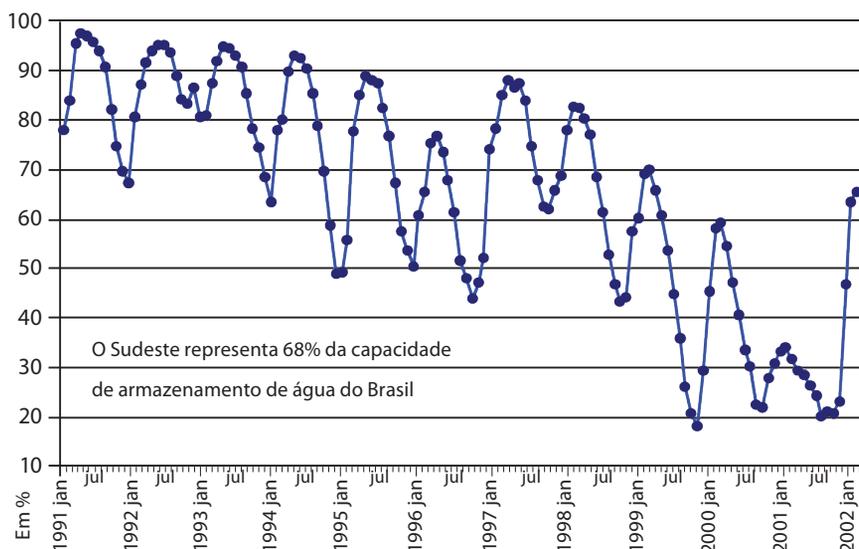
CAPACIDADE INSTALADA X CONSUMO (1980 A 2000)



Fonte: Sauer, 2003

FIGURA 2

NÍVEL DOS RESERVATÓRIOS DO SUDESTE (1991 A 2002)



Fonte: Sauer, 2003

racionamento de 2001: planejamento, com a caracterização de todos os recursos para expansão da produção e de racionalização do uso da energia, segundo atributos técnicos, econômicos, ambientais e sociais. O portfólio seria desenvolvido seguindo a ordem de mérito, com contratos de longo prazo, compatíveis com o investimento, substituindo o mercado *spot*, em que o preço era formado a partir de fatores aleatórios, especialmente a hidrologia,

e não por fatores de produção, como capital, insumos, tecnologia, gestão e trabalho.

Dentre outros, a proposta de governo Lula de 2002 destacava os seguintes pontos:

“[...] O novo governo trabalhará com um planejamento energético integrado, de maneira a viabilizar novas dinâmicas para os setores de hidroeletricidade, petróleo e gás natural, carvão, de geração

nuclear, fontes alternativas (eólica, solar e biomassa), de eficiência energética e cogeração e geração distribuída [...]”.

“No nosso governo, as bases de sustentação dessa atividade não serão entregues apenas às forças do mercado nem a uma visão tecnocrática e autoritária, centralizadora [...]”.

“A retomada do sistema de tarifas pelo custo do serviço, posto que tal medida reduz as incertezas e os riscos para produtores e consumidores [...]”.

“Para evitar aumentos elevados das tarifas, serão prorrogados os contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras, revogando-se na prática a abertura do mercado prevista para 2003 [...]”.

“Será criado um novo modelo de gestão, que contemple o desenvolvimento organizacional e administrativo das empresas federais [...] subordinando-as ao controle pela sociedade. Haverá obrigatoriedade de estabelecer [...] contratos de gestão que assegurem administração transparente, realizada por profissionais competentes, definindo papéis e fixando prazos e metas, especialmente no que concerne à implementação dos planos setoriais de investimento, isoladamente ou em parceria com a iniciativa privada”.

OS PRECOSES SINAIS DA PERMANÊNCIA DOS PROBLEMAS SETORIAIS

A metamorfose entre o plano de governo e a tímida reforma baixada em 2004 foi justificada pela ministra de Minas e Energia como sendo a “construção da regulamentação” por “processo participativo, medidas negociadas, acordos entre os agentes, arbitragem do Governo”. Empresas estatais, consumidores, organizações sociais e especialistas independentes foram excluídos. As barganhas do modelo se tornaram palco de acertos com base de apoio político e econômico do governo. A origem da crise continuada do setor é fruto desse processo e do abandono da proposta de 2002. Em síntese, o cerne do problema é, de um lado, a disputa pela apropriação de excedente econômico, produzido em segmentos da cadeia de valor do setor

elétrico, em favor desses grupos econômicos e em detrimento dos consumidores e do poder público, e, de outro lado, por incompetência ou ingerência política, a existência de equívocos de planejamento, má gestão e opção por estratégias de expansão inadequadas e com custos muito superiores aos necessários, onerando a sociedade. Essa disputa se afirmou de diferentes maneiras: captura de energia abaixo dos custos de produção pelo ambiente de contratação livre (ACL), beneficiando grandes consumidores “livres” e agentes comercializadores, em detrimento dos consumidores “cativos” do ambiente de contratação regulada (ACR); legitimação da venda de energia abaixo dos custos de geração pela criação do preço de liquidação de diferenças (PLD) destituído de bases conceituais no campo da teoria econômica e do direito; descumprimento da obrigação governamental de organizar os certames para que toda a demanda do ACR fosse atendida, logo após o vencimento dos contratos de transição feitos em 2004, com duração de oito anos, submetendo, nesse caso, os consumidores cativos a PLD extorsivo e dando origem a enriquecimento sem causa para geradores, que se beneficiaram dessas lacunas regulatórias vendendo energia por preços até oito vezes superiores ao custo; leilões dirigidos favorecendo segmentos como o das usinas térmicas, legitimados por cálculos de índice de custo benefício (ICB), utilizado para comparação entre as diversas fontes de geração e desvirtuado por não representar a efetiva participação de cada fonte na geração futura, dessa forma, reduzindo a previsão de geração térmica e, assim, de seus elevados custos variáveis, especialmente dos combustíveis. Nesse caso, um benefício menor para os vencedores dos leilões, em razão da expansão por fonte inadequada para o sistema, conduziu a enormes prejuízos sociais. Assim, a sucumbência a interesses setoriais levou a perdas elevadas decorrentes da gestão ineficiente.

O PLD: a cavaliça de transferências econômicas num contexto de capacidade excedente

O PLD e a função que lhe foi dada na reforma de 2004 causaram metamorfose e ampliação do preço do mercado atacadista de energia

(PMAE), preço *spot*, de ajuste de diferenças, do modelo mercantil de FHC. Um dos fatos mais controversos da gestão do sistema elétrico está vinculado ao uso do PLD em dois períodos distintos: entre 2003 e 2009, quando havia folga na capacidade de geração, o PLD, em geral baixo, favoreceu os grandes consumidores livres e comercializadores; no período de aperto entre oferta e demanda, após 2012, serviu para legitimar o ônus imposto aos consumidores cativos, expostos ao PLD elevado em razão da incúria do governo em promover a plena contratação da demanda do mercado regulado. O Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, definiu em seu art. 2º que a CCEE terá, dentre outras, as seguintes atribuições: “V – apurar o Preço de Liquidação de Diferenças – PLD do mercado de curto prazo por submercado”. Por outro lado, o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 57 definiu que a contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo serão realizadas com base no PLD. O decreto também definiu que “o valor máximo do PLD, a ser estabelecido pela Aneel, será calculado levando em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para o despacho centralizado”, e que “o valor mínimo do PLD, a ser estabelecido pela Aneel, será calculado levando em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os relativos à compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos e *royalties*”. Trata-se de uma “ornitorrinco” econômico: um preço *spot* de ajuste especulativo calculado por um programa, sem arbitragem dos agentes, que se limitam a fazer apostas nesse cassino onde quem joga os dados é São Pedro, esperando pelo resultado da “máquina de jogo”.

A amplitude da aplicação do PLD para precificação de grandes blocos de energia descontratada, em conjunto com a definição, pela Aneel, de forma arbitrária do valor mínimo e do valor máximo, tem sido a cavaliariça de enorme transferência econômica em benefício de grandes consumidores livres e comercializadoras, em detrimento de consumidores cativos do mercado regulado e, principalmente, das geradoras estatais. No período de excedente de capacidade de geração, entre 2003 e 2009, o

PLD baixo beneficiou os grandes consumidores descontratados ou detentores de contratos de opção de compra de energia, cujo exercício se dava no início do mês posterior ao consumo. No período seguinte, especialmente após 2012, venceram os contratos iniciais de energia existente (“energia velha”) firmados em 2004, com duração de oito anos, entre as geradoras e as distribuidoras responsáveis pelo atendimento dos consumidores cativos do ACR. O governo, sabedor desde então do vencimento em 2012, não viabilizou a recontração da energia e expôs as distribuidoras e os consumidores cativos ao PLD máximo, que se situava em patamar elevado pela falta de capacidade de geração para atender à demanda com equilíbrio e pela tipologia das usinas contratadas nos leilões de expansão da oferta, com custos variáveis muito acima do custo marginal de expansão, em razão do falseamento dos parâmetros para o cálculo do índice custo benefício que definiu as fontes vencedoras. Os consumidores livres, sabendo do aperto entre demanda e oferta, buscaram a plena contratação da carga demandada. Já os cativos, em razão da incúria do governo, ficaram expostos ao PLD máximo, promovendo uma transferência econômica dos consumidores às geradoras, verdadeiro enriquecimento sem causa, pois em períodos a energia era liquidada por mais de oito vezes o custo efetivo de produção.

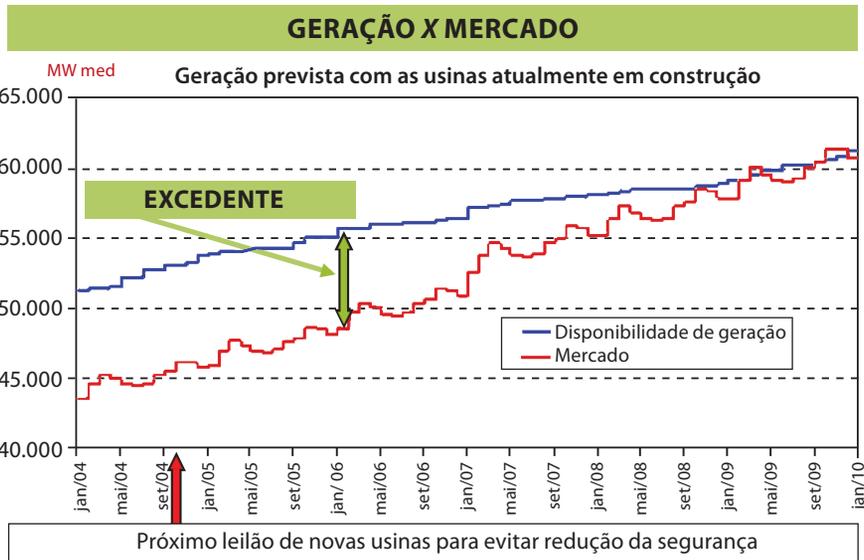
Em fevereiro de 2003 a ministra anunciava que o setor elétrico estava em crise por causa das sobras de energia que estariam entre 3.700 e 7 mil MW (De Oliveira, 2003) em razão da queda da demanda resultante do racionamento decretado em 2001 e mantido até fevereiro de 2002. Mesmo assim, o governo manteve a descontratação da energia existente à razão de 25% ao ano, iniciativa do governo FHC para instaurar o modelo mercantil. O elevado estoque de energia descontratada, sendo liquidada no mercado atacadista a preços do custo marginal de curto prazo, criou o incentivo à migração dos grandes consumidores do mercado regulado para o mercado livre, tornando-se consumidores livres. As previsões indicavam que oferta e demanda somente voltariam a se equilibrar em 2008, conforme indica a Figura 3, apresentando

o balanço de oferta (parcialmente inexistente) e demanda, constituindo um incentivo ao rápido crescimento do mercado livre em razão com a previsão de garantia de oferta com PLD baixo.

A Figura 4 apresenta a evolução efetiva do PLD – 2003 a 2009 –, confirmando as previsões feitas, exceto para breve período no final do ano de 2007 e início de 2008.

FIGURA 3

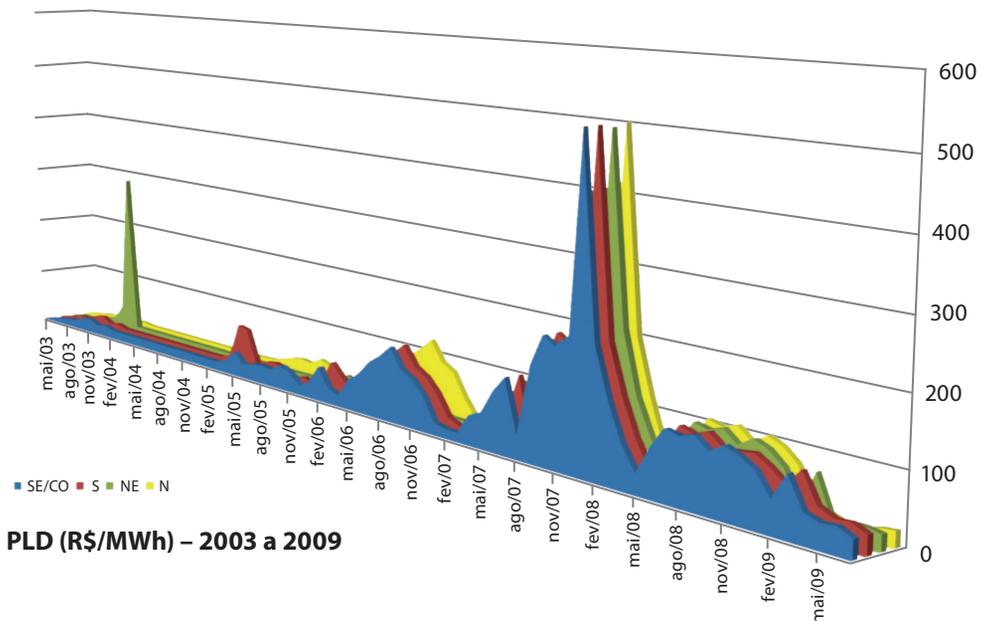
BALANÇO DE OFERTA (PARCIALMENTE INEXISTENTE) E DEMANDA – INCENTIVO AO MERCADO LIVRE: GARANTIA DE OFERTA COM PLD BAIXO



Fonte: Kousseff, 2004

FIGURA 4

EVOLUÇÃO DO PLD (2003 A 2009) INCENTIVO AO CRESCIMENTO DO MERCADO LIVRE



Fonte: CCEE, agosto de 2009

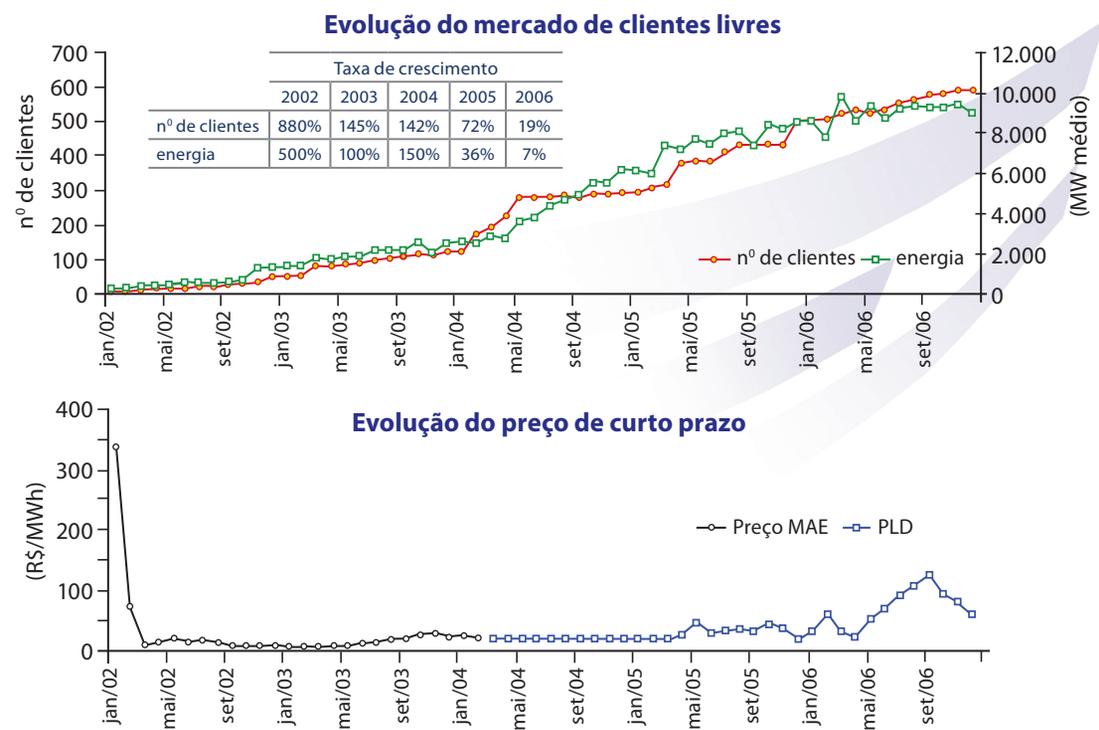
A Figura 5 apresenta a evolução do mercado de clientes livres e do preço de curto prazo. Embora parte da energia computada não tivesse condições reais de produção, como as térmicas de Cuiabá (400 MW) e de Uruguaiana (600 MW), ambas sem contrato de suprimento assegurado de gás natural pela Bolívia e Argentina, respectivamente, os 2 mil MW elétricos importados sem disponibilidade de entrega devido à ausência de capacidade de geração da Argentina, além de usinas térmicas sem suprimento de gás natural pela Petrobras, em razão da falta do gasoduto Campinas-Rio para usinas do Rio de Janeiro e da queda de produção e falta de gasodutos no Nordeste, mas as usinas eram computadas como disponíveis nos *decks* de dados das usinas do Operador Nacional do Sistema (ONS), fazendo com que o custo marginal de operação (CMO)

ficasse no limite mínimo. Porém, conforme demonstra a Figura 6, mesmo com a revisão da previsão da evolução de oferta e demanda, com a retirada de fontes sem condição de suprimento, o incentivo para captura de energia abaixo do custo médio de produção aos consumidores livres permanecia até 2007, isso na hipótese de a demanda crescer como previsto, que na verdade foi menor, prolongando a bonança para os livres.

O resultado desse período de bonança está ilustrado nas figuras 7 e 8. A Figura 7 apresenta a evolução dos preços no mercado livre, para o período de 2003 a 2006, com preços de contrato para clientes finais em R\$/MWh, em comparação com as tarifas no mercado cativo regulado para clientes da classe A2 (alta tensão), que representa o custo efetivo da energia para aquela classe de tensão, calculado pela Aneel, de R\$

FIGURA 5

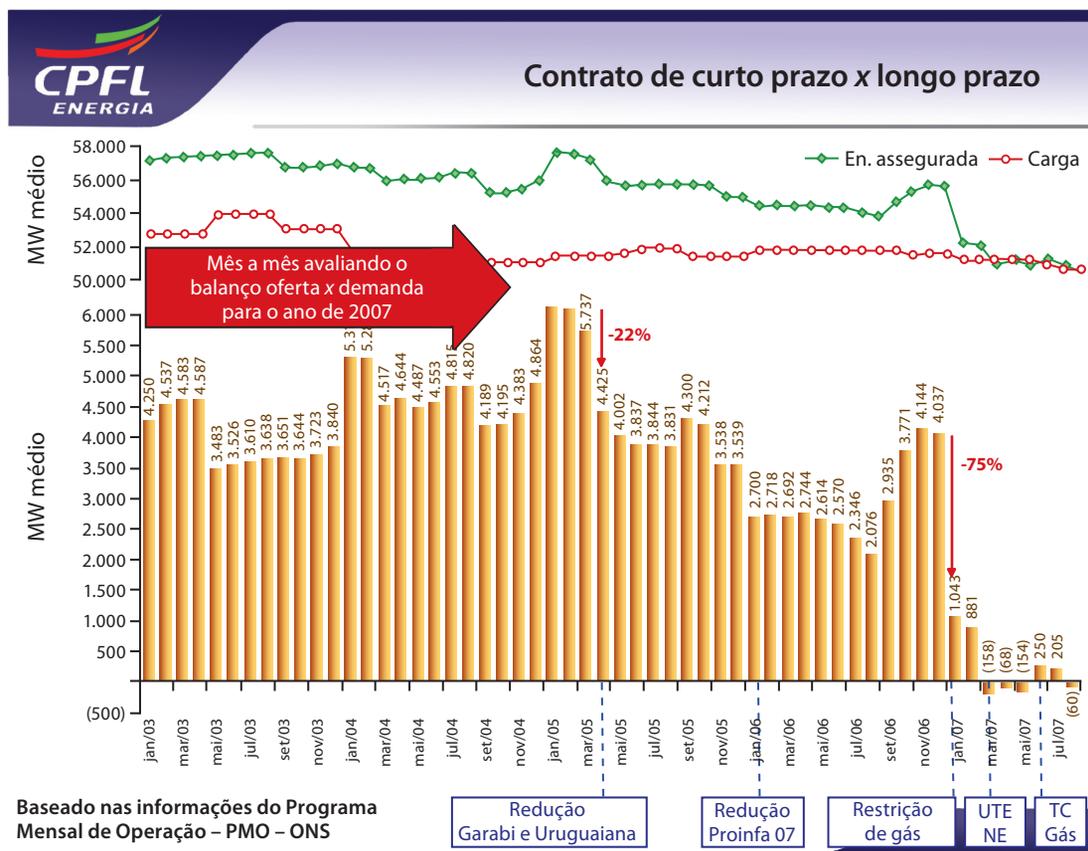
EVOLUÇÃO DO MERCADO DE CLIENTES LIVRES E DO PREÇO DE CURTO PRAZO



Fonte: Zanfelice, 2007

FIGURA 6

REVISÃO DA PREVISÃO DA EVOLUÇÃO DE OFERTA E DEMANDA, COM A RETIRADA DE FONTES SEM CONDIÇÃO DE SUPRIMENTO



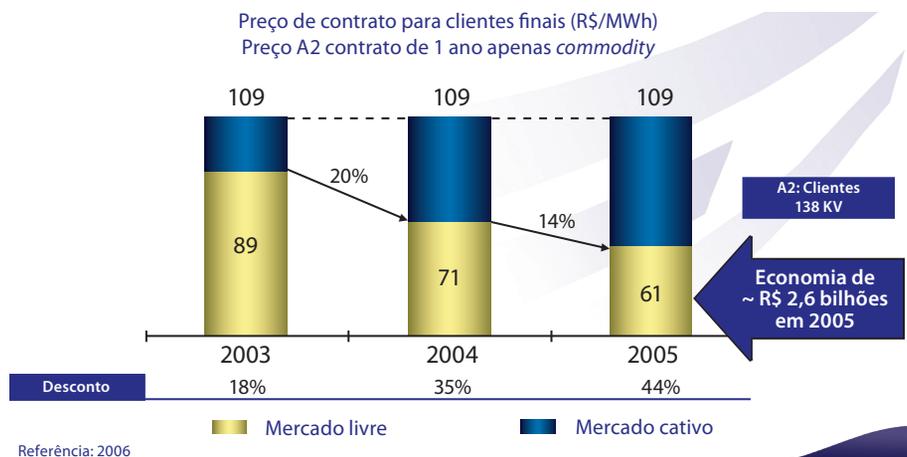
Fonte: Zanfelice, 2007

109/MWh. Para o ano de 2005 há a indicação de “economia” de R\$ 2,6 bilhões para os cerca de 600 consumidores livres que consumiram cerca de 10 mil MW médios. O que não está explicitado, mas pode ser inferido, é que essa energia foi comprada pelo PLD de cerca de R\$ 18/MWh pelos comercializadores das geradoras descontratadas, majoritariamente estatais, com um ganho para os comercializadores da ordem de R\$ 2,4 bilhões, resultando numa transferência de valor, somente em 2005, das geradoras públicas para comercializadores e consumidores livres, de cerca de R\$ 5 bilhões. Os dados da Figura 7 permitem também estimar que, nos anos precedentes a 2005, a transferência econômica das geradoras para o mercado livre, por geração de energia precificada abaixo do custo, foi, respectivamente, em 2004 e 2003, da ordem de R\$

3,7 bilhões e R\$ 1,5 bilhão. A estimativa para 2006 era de cerca de R\$ 2,5 bilhões, em razão da subida do PLD. Os números exatos não são publicados pela Câmara de Comercialização de Energia (CCE), que considera esses dados informação privativa dos agentes. De qualquer forma, estima-se que a transferência econômica entre 2003 e 2010 tenha se situado entre R\$ 12 bilhões e R\$ 15 bilhões. A Figura 8 indica que a expectativa de evolução dos preços no mercado livre, em 2006, era de que somente a partir de 2010 a enorme vantagem concedida aos consumidores livres e às comercializadoras às custas das geradoras estatais deixaria de existir. A pergunta é: por que o ônus das geradoras, se fosse legal e suportável, foi transformado em benefício desses agentes e não dos consumidores cativos do mercado regulado?

FIGURA 7

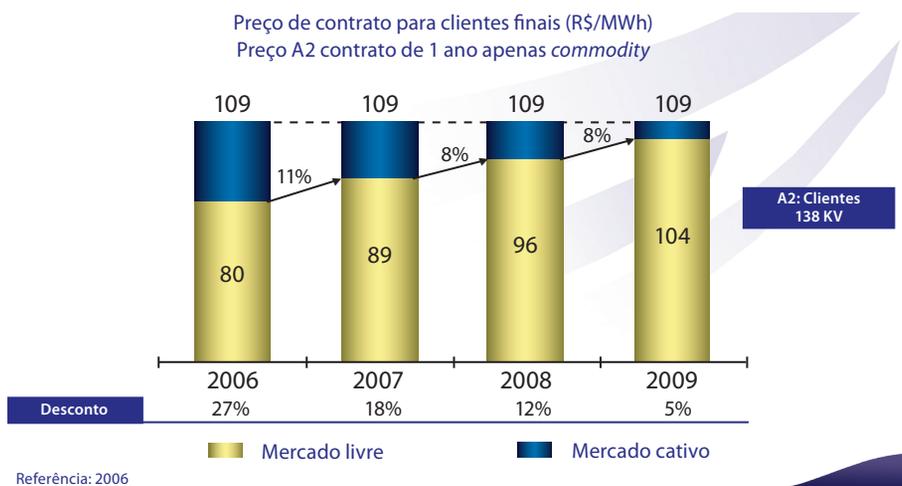
EVOLUÇÃO DOS PREÇOS NO MERCADO LIVRE EM COMPARAÇÃO COM OS PREÇOS NO MERCADO CATIVO REGULADO PARA CLIENTES DA CLASSE A2 (ALTA TENSÃO)



Fonte: CPFL. Abrace/Enase, julho de 2006. Dados elaborados com informações da Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

FIGURA 8

EXPECTATIVA DE EVOLUÇÃO DOS PREÇOS NO MERCADO LIVRE



Fonte: CPFL. Abrace/Enase, julho de 2006. Dados elaborados com informações da Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A manutenção dos benefícios aos energo-intensivos

Paradoxalmente, o governo também decidiu manter benefício para uma classe especial de consumidores livres, em detrimento do equilíbrio econômico e financeiro da Eletronorte. Os consumidores energo-intensivos detinham contratos

favorecidos com a Eletronorte para a produção de alumínio, assinados em 1984, com duração de 20 anos, com preços abaixo do custo de geração, cujo encerramento era aguardado visando à busca de equilíbrio econômico-financeiro. Todavia, o ambiente de queda de demanda serviu de justificativa para que o governo orientasse a renovação mesmo a preços abaixo dos custos. Segundo a Vale do Rio Doce (2004):

“[...] O preço base de compra é R\$ 53 por megawatt hora (MWh), corrigido pela variação anual do índice geral de preços de mercado, IGPM, computado pela Fundação Getúlio Vargas. Em adição ao preço básico, o vendedor terá direito à participação em parte do preço que exceder o nível de US\$ 1.450 por tonelada de alumínio primário registrado na London Metal Exchange (LME)”.

Segundo o jornal *Valor Econômico* de 5/5/2004, também a Albras anunciou a pré-compra de energia elétrica no valor de R\$ 1,2 bilhão:

“[...] A proposta vencedora é de um contrato anual de US\$ 173 milhões de compra de energia, valor duas vezes maior que o contrato antigo, de US\$ 80 milhões anuais (preço base, sem considerar bônus pelo aumento do preço do alumínio). Esses números foram citados por fonte da Eletronorte, que afirma que o preço médio do MWh fornecido à Albras subiu de US\$ 13 para US\$ 27,2, em média. Para pagar o seu custo de produção e amortizar financiamentos, a Eletronorte diz que teria de cobrar US\$ 70/ MWh [...] A Albras, no entanto, contesta a informação e diz que o preço obtido no leilão foi de R\$ 53 (preço base), o que significa US\$ 18 em média, mais um bônus quando o preço do alumínio superar US\$ 1.450”.

Portanto, no período de transição de implantação do “novo modelo do setor elétrico” o gover-

no promoveu uma alocação assimétrica do valor gerado pelo setor elétrico: favoreceu os grandes consumidores e as comercializadoras enquanto manteve o ônus do “seguro-apagão” para os consumidores do mercado cativo e, principalmente, impôs pesado encargo às geradoras estatais, descapitalizando-as ao deixá-las descontratadas e expostas ao PLD, que mal permitia recuperar os custos de operação e manutenção.

A manutenção do “seguro-apagão”

Mesmo tendo anunciado que havia sobra de capacidade de geração, o governo decidiu, sob a justificativa de mitigar problemas hidrológicos que não permitiriam cumprir os contratos de fornecimento para o Nordeste, manter o arranjo do governo FHC, que, após o racionamento ser encerrado, em fevereiro de 2002, promoveu a contratação de capacidade emergencial de geração, criando a Companhia Brasileira de Energia Emergencial (CBEE). A invés de se valer das cláusulas contratuais que lhe permitiam indenizar os geradores pelo investimento realizado e assumir as instalações, o governo decidiu pela manutenção dos contratos de energia emergencial, cumpridos até 2006, impondo aos consumidores um ônus de R\$ 6,2 bilhões, através do encargo de capacidade emergencial (ECE), ou “seguro-apagão”, criado, pelos 1.829 MW disponibilizados por três anos, por 48 usinas, com investimento inferior a 2 bilhões de reais. En-

TABELA 1

USINAS EMERGENCIAIS QUE FORAM RECONTRATADAS COMO ENERGIA NOVA

USINA	RECONTRATAÇÃO
Aruanã Energia/Xavante Aruanã	1º leilão de energia nova - 16/12/2005
Engebra/Daia	1º leilão de energia nova - 16/12/2006
Enguia Gen-BA/Vários	1º leilão de energia nova - 16/12/2007
PIE-RP Termelétrica/Cocal	1º leilão de energia nova - 16/12/2008
PIE-RP Termelétrica/PIE-RP	1º leilão de energia nova - 16/12/2009
Cia. Petrolina/Petrolina	2º leilão de energia nova - 29/6/2006
TEP/Potiguar	2º leilão de energia nova - 29/6/2006
UTE Bahia 1/Bahia 1	2º leilão de energia nova - 29/6/2007
Termocabo/Termocabo	4º leilão de energia nova - 26/7/2007

cerrados os contratos em 22 de dezembro de 2006, parte dessas usinas foi recontratada nos leilões de energia nova, conforme consta da Tabela 1.

O RECONHECIMENTO DO FRACASSO DO “NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO” EM 2012

Sem realizar o dever de casa de organizar o portfólio de recursos para otimizar a expansão, quando se esgotou o estoque de capacidade ociosa decorrente do racionamento, nos leilões de expansão, a partir de 2005, prevaleceram termelétricas a carvão e óleo, caras e poluentes. Com as críticas, o governo lançou mão de projetos herdados, como as usinas do Rio Madeira (FHC) e Belo Monte, revisão de proposta dos militares.

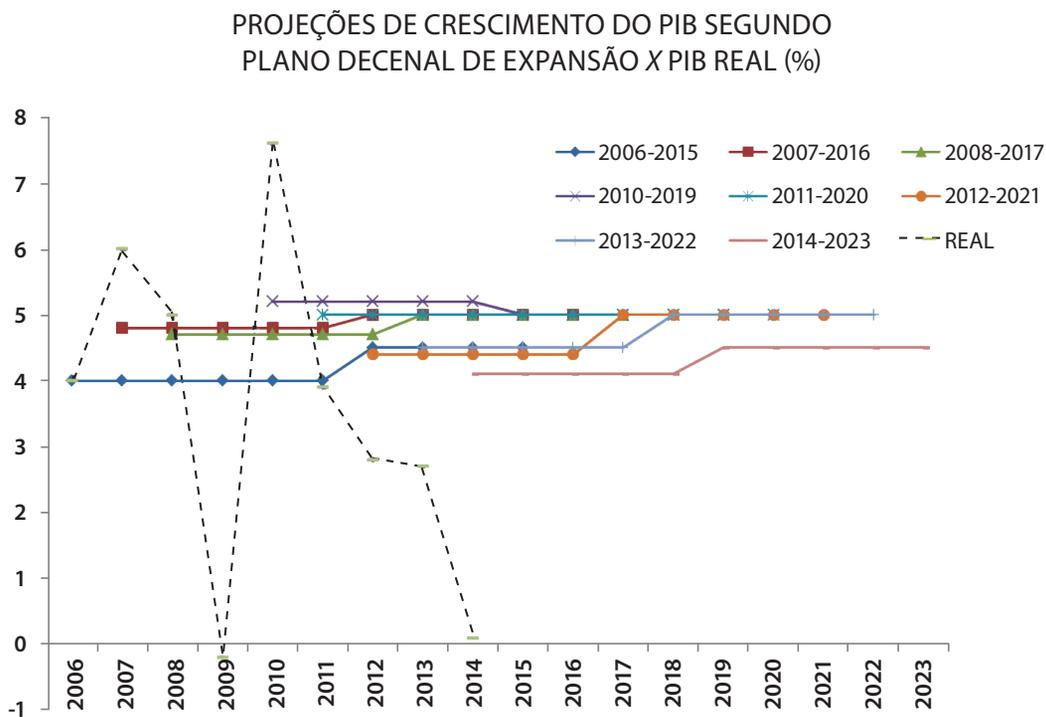
A explosão tarifária e a falta de confiabilidade do setor elétrico resultam de: escolhas equivocadas para promover a expansão da oferta, sem respeitar a sequência de mérito; insuficiente capacidade instalada de usinas hídricas e eólicas, exigindo a operação térmica muito acima

do ótimo; critérios e modelo de operação deficientes; alocação de garantia física sem contrapartida na capacidade de geração real de muitas usinas; representação inadequada e deficiente de parâmetros das usinas, dos reservatórios e da hidrologia; criação de custos de transação e de riscos que poderiam ser evitados, especialmente nos contratos de suprimento de combustível; privilégios para os grandes consumidores, com alocação assimétrica de riscos e custos entre os ambientes regulado e o dito livre.

A deficiente retomada do planejamento

A prometida retomada do planejamento público demorou a ser iniciada, pois a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada tardiamente e, quando passou a operar, seus resultados revelaram profundas deficiências, decorrentes em parte do caráter meramente indicativo de seus planos e, complementarmente, dos parâmetros e métodos adotados. A Figura 9 indica a defasagem entre a taxa de crescimento do PIB real e a adotada pela EPE.

FIGURA 9



Fonte: PDEs da EPE. Elaboração de Sonia Seger Mercedes

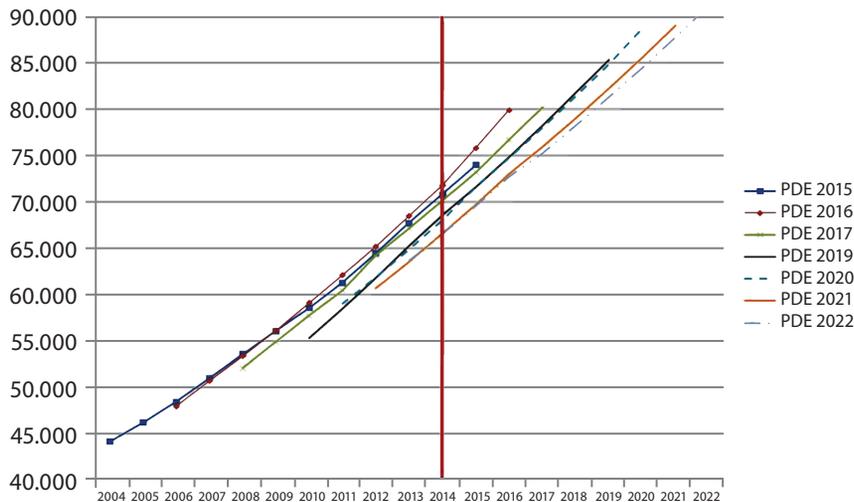
A Figura 10 ilustra a projeção de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos Planos Decenais de Expansão (PDE) em MW médios, todos acima da demanda efetivamente realizada e também da expansão realizada, que, mesmo com a demanda inferior à prevista, não tem sido capaz de atendê-la com confiabilidade e eficiência econômica. Esses

fatos indicam a contradição entre planejamento da expansão e concretização da expansão viabilizada pela estrutura e funcionamento do novo modelo do setor elétrico, promulgado em 2004.

A Figura 11, comparando a expansão real de 2014 e de 2015 com as previsões, revela a grande variabilidade, de um plano para outro, entre as

FIGURA 10

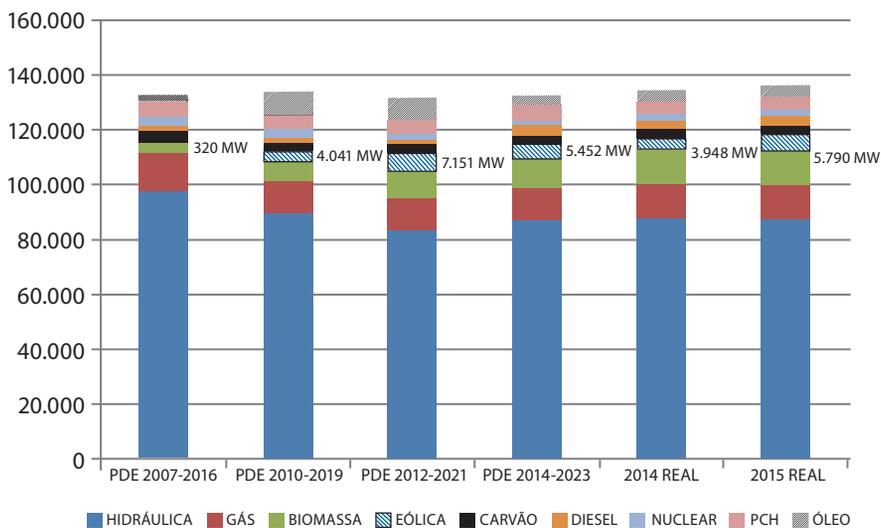
PROJEÇÃO DE CARGA DO SIN NOS PLANOS DECENAIS DE EXPANSÃO (MW MÉDIOS)



Fonte: PDEs da EPE. Elaboração de Sonia Seger Mercedes

FIGURA 11

CAPACIDADE INSTALADA PROJETADA PARA 2014 X CAPACIDADE INSTALADA REAL 2014-2015 (MW)



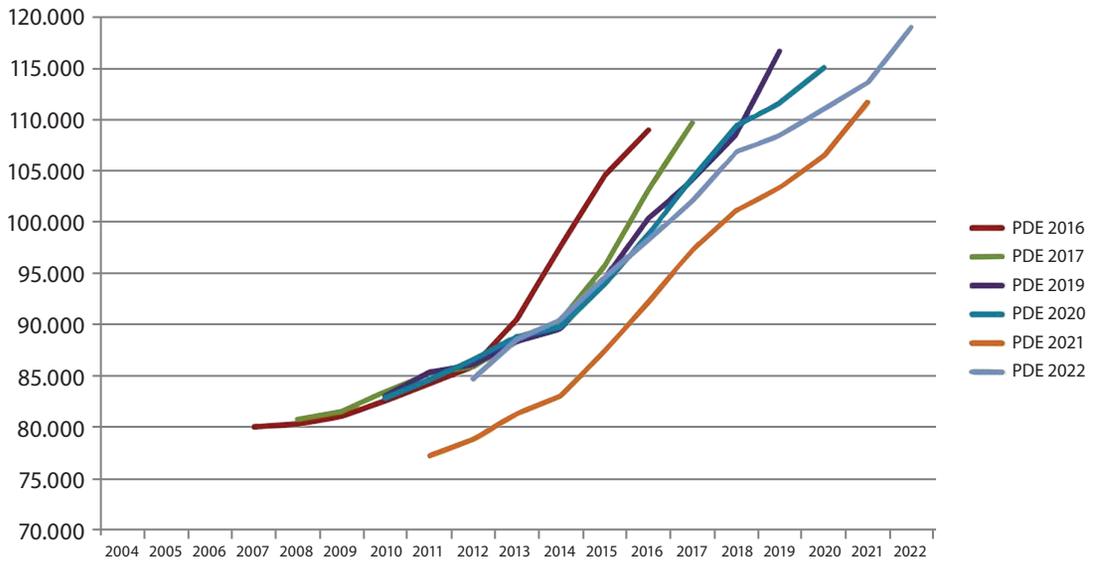
Fonte: PDEs da EPE. Elaboração de Sonia Seger Mercedes

fontes (hidráulica, gás natural, biomassa, eólica, diesel, nuclear e carvão) planejadas para a expansão. A resposta do mercado nos leilões tampouco

guarda relação com o planejado. As figuras 12 e 13 ilustram a variabilidade da participação prevista em cada plano para as fontes hidráulica e eólica.

FIGURA 12

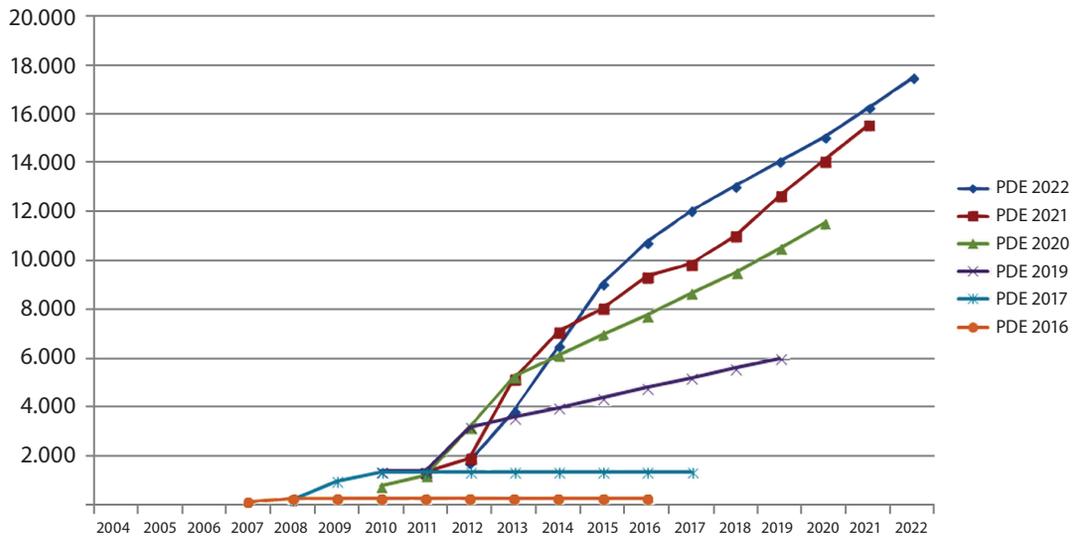
PROJEÇÃO DA OFERTA HIDRÁULICA DO SIN NOS PLANOS DECAENAI DE EXPANSÃO (MW)



Fonte: PDEs da EPE. Elaboração de Sonia Seger Mercedes

FIGURA 13

PROJEÇÃO DA OFERTA EÓLICA DO SIN NOS PLANOS DECAENAI DE EXPANSÃO (MW)



Fonte: PDEs da EPE. Elaboração de Sonia Seger Mercedes

A Tabela 2 apresenta uma síntese dos recursos potenciais para geração elétrica no Brasil sem considerar o crescente papel da mini e microgeração eólica e fotovoltaica embebidas na rede de distribuição e do potencial eólico *offshore*, não dimensionado. O aproveitamento de menos da metade desses potenciais permitirá dobrar o consumo *per capita* de 2,5 para 5 MWh anuais (padrão médio europeu) quando a população brasileira se estabilizar, em torno de 220 milhões, em 2040, segundo o IBGE, conforme demonstram as tabelas 3 e 4. As perspectivas de inserção da geração eólica no sistema hidrotérmico

brasileiro foram avaliadas nessa referência, indicando que o potencial eólico pode ser desenvolvido com custo marginal de expansão da ordem de R\$ 100 a R\$ 150/MWh. Parte do potencial hidráulico também se situa nessa faixa de custos. Recursos energéticos, capacidade tecnológica, recursos humanos e capacidade de financiamento estão disponíveis no país, portanto sua utilização depende de planejamento, organização e gestão e não há justificativa para operar continuamente toda a capacidade térmica instalada, especialmente as usinas que apresentam custo variável unitário (CVU) acima de R\$ 200/MWh.

TABELA 2

RECURSOS PARA EXPANSÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO BRASIL

Recurso	Capacidade
Eólico*	300.000 MW
Hídrico**	243.000 MW
Pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)	17.000 MW
Biomassa em cogeração	10.000 MW
Cogeração/geração distribuída com gás natural	10.000 MW
Urânio***	305.000 T U ₃ O ₈
Solar fotovoltaica	Imensa****
Racionalização do uso	10 a 15 % do consumo atual
Modernização de usinas antigas	1-3% da capacidade instalada

*Potencial levantado pelo Atlas Eólico de 2001 para torres de 50 m de altura: 143.000 MW; para torres de 100-120 m, tecnologia atual, o potencial estimado dobra

** ≅ 100.000 MW já desenvolvidos ou em construção

***Permite operar cerca de 40 reatores tipo Angra II (PWR), ou seja, 54.000 MW, por 30 anos

****400 GW, instalados em cerca de 8.100 km², gerariam 550 TWh, consumo atual do Brasil

TABELA 3

GERAÇÃO POTENCIAL DE ENERGIA HIDRÁULICA E EÓLICA

Capacidade (hidro e eólica)	Potencial hídrico (MWh)	Potencial eólico (MWh)	Total (MWh)
243,6 GW e 143,5 GW	1.066.968.000	502.824.000	1.569.792.000
243,6 GW e 300 GW	1.066.968.000	1.051.200.000	2.118.168.000

Fonte: Chade Ricosti & Sauer (2013)

TABELA 4

PREVISÃO DA DEMANDA EM 2040 PARA TRÊS CENÁRIOS: 2,5, 5 E 7,5 MWH PER CAPITA

MWh per capita	Demanda (MWh, 2040)
2,5	547.500.000
5	1.095.000.000
7,5	1.642.500.000

Fonte: Chade Ricosti & Sauer (2013)

As consequências da expansão insuficiente da oferta e com fontes inadequadas

Em face da natureza, qualidade e quantidade dos recursos para aumentar a oferta, geram perplexidade a trajetória de expansão da capacidade instalada seguida desde 2003 e suas consequências para a confiabilidade do suprimento e para a eficiência econômica. Houve um grave erro na expansão da oferta: usinas do tipo errado e capacidade insuficiente.

O governo organizou bilionários empréstimos de bancos, via Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (que não tem esse papel institucional), às distribuidoras, para serem quitados nos próximos anos pelos consumidores, numa transferência intertemporal de responsabilidades, sem respaldo na legislação. Não há justificativa conceitual para a enorme transferência de recursos, dando origem a enriquecimento sem causa para alguns, ameaça de bancarrota para outros, e extorsão financeira contra consumidores cativos, decorrentes do atual modelo de contratação e definição do preço de liquidação de diferenças, adaptado a partir do custo marginal de operação com teto e piso absolutamente arbitrários. Somente após um longo período de manutenção do PLD, em mais de R\$ 822,83/MWh, a Aneel resolveu reduzi-lo a cerca de R\$ 388,48/MWh. A pergunta é: se podia, por que não o fez antes que o PLD elevado legitimasse a venda de grandes quantidades de energia

que, para a maior parte das usinas geradoras, tinha um custo entre R\$ 100 e R\$ 240/MWh? Em qualquer regime econômico, os preços são formados a partir de custos dos fatores de produção, como capital, trabalho e gestão, e não a partir de fatores aleatórios, como a hidrologia, que periodicamente apresenta ciclos de abundância e escassez. Os preços, principais elementos orientadores e organizadores da economia e do sistema produtivo, não podem ser definidos a partir de um cassino onde a natureza joga os dados. A necessidade da operação continuada do parque térmico desde 2012 a custos exorbitantes e a já praticamente confirmada operação em 2015, e possivelmente em 2016, decorrem de erro de planejamento e da escolha errada do tipo de usinas: era necessário contratar a expansão de maior quantidade de usinas com combustível de menor custo (ao invés de óleo diesel e gás natural), como hidráulicas e especialmente eólicas, cujo combustível é gratuito. As térmicas de alto custo de combustível somente se justificam quando sua operação é necessária por períodos curtos em situação de hidrologia crítica.

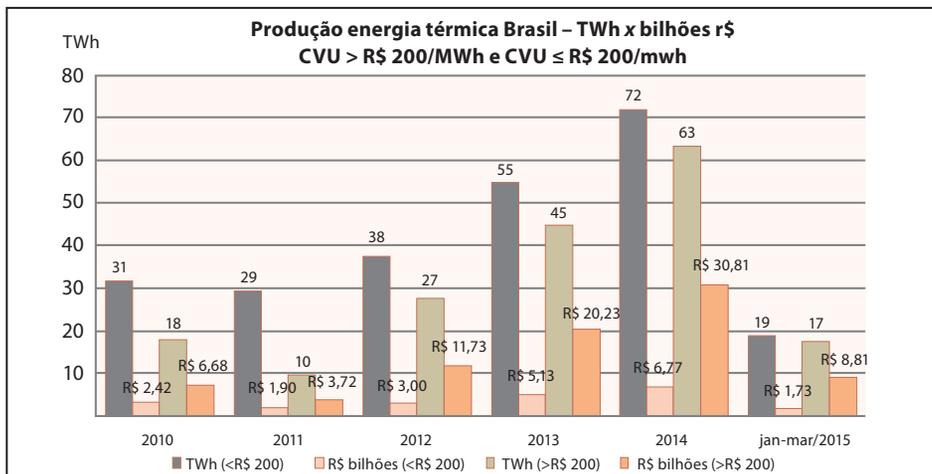
A consequência da escolha da tipologia das usinas no processo de contratação pelos leilões também gerou ônus desnecessário. Uma avaliação do impacto dessa trajetória de expansão foi realizada a partir dos próprios dados utilizados pelo ONS para planejamento da geração e despacho. As figuras 14, 15 e 16 apresentam as usinas térmicas despachadas em 2015 (até 30 de março), 2014 e 2013, com os custos variáveis unitários (CVU) de cada usina e energia gerada em MWh.

A mesma base de dados do Newave permitiu desenvolver uma estimativa da energia gerada e custo de geração das usinas térmicas com CVU abaixo e acima de R\$ 200/MWh, de 2010 a março de 2015, apresentada na Figura 17.

A Figura 18 apresenta uma estimativa da energia gerada (TWh) e custo de geração variável das usinas térmicas (R\$ bilhões) com CVU abaixo e acima de R\$ 200/MWh, por tipo de combustível, de 2008 a março de 2015.

FIGURA 17

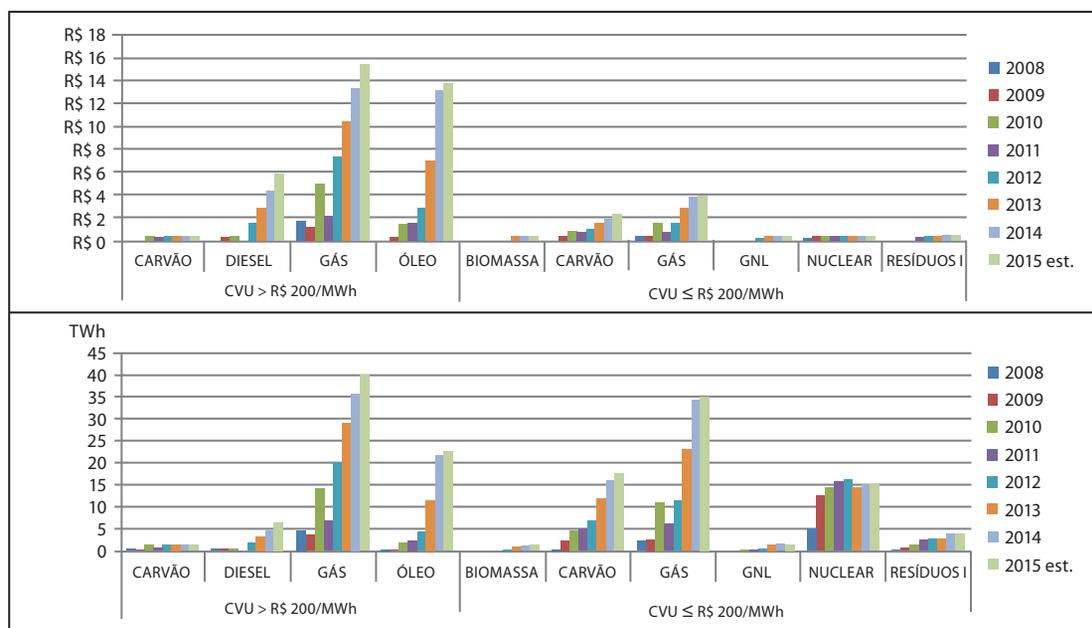
ESTIMATIVA DA ENERGIA GERADA (TWH) E CUSTO DE GERAÇÃO VARIÁVEL DAS USINAS TÉRMICAS (R\$ BILHÕES), DE 2010 A MARÇO DE 2015



Fonte: elaboração de Alcantaro Lemes Rodrigues, com dados do Newave

FIGURA 18

ESTIMATIVA DA ENERGIA GERADA (TWH) E CUSTO DE GERAÇÃO VARIÁVEL DAS USINAS TÉRMICAS (R\$ BILHÕES), DE 2008 A MARÇO DE 2015



Fonte: elaboração de Alcantaro Lemes Rodrigues, com dados do Newave

A simulação de uma trajetória alternativa, disponível, não implantada pelo planejamento e gestão do governo

A Tabela 5 apresenta a quantidade de energia térmica gerada por usinas com CVU acima de R\$ 200/MWh, de 2008 a março de 2015, com estimativa para o ano de 2015, o respectivo custo variável total de geração, em bilhões de reais, ao lado de uma simulação da potência eólica (GW) capaz de substituir toda essa geração térmica obtida em cada ano, para fatores de capacidade (FC) de 40% e 45%. Apresenta também um

programa incremental de potência eólica (GW) capaz de permitir tal substituição, que chegaria a 20 GW instalados em 2015.

O investimento da implantação de 18 a 20 GW, entre 2008 e 2015, é estimado entre 72 e 80 bilhões de reais (R\$ 4 milhões/MW) e teria permitido evitar a operação de todas as térmicas com CVU acima de R\$ 200/MWh. A operação dessas térmicas e o CVU declarado tiveram custo estimado até 2014 de 76 bilhões com um custo adicional em 2015 de 35 bilhões, com a estimativa de um total de 111 bilhões, incluindo o previsto até o final de 2015.

Caso a substituição não tivesse sido iniciada em 2008, poderia ter sido iniciada em 2012, quando as usinas térmicas passaram a ser operadas fora da ordem de mérito, conforme Tabela 6.

TABELA 5

GERAÇÃO TÉRMICA COM CVU > R\$ 200/MWH E SIMULAÇÃO DE SUBSTITUIÇÃO POR USINAS EÓLICAS, 2008 A 2015

Ano	Energia gerada	Custo CVU bilhões R\$	Potência eólica TWh equivalente		Programa incremental de eólicas (GW)
			FC 40%	FC 45%	
2008	4,71	1,65	1,34	1,20	1,30
2009	4,23	1,56	1,21	1,07	0
2010	17,59	6,68	5,02	4,46	3,72
2011	9,74	3,72	2,78	2,47	0
2012	27,48	11,73	7,84	6,97	2,82
2013	44,89	20,23	12,81	11,39	4,97
2014	63,37	30,81	18,08	16,07	5,27
Subtotal		76,39			
Jan-mar/2015	17,49	8,81	4,99	4,44	
Estimativa 2015	69,94	35,22	19,96	17,74	1,88
TOTAL		111,61			20

Fonte: elaboração própria

TABELA 6

GERAÇÃO TÉRMICA COM CVU > R\$ 200/MWH E SIMULAÇÃO DE SUBSTITUIÇÃO POR USINAS EÓLICAS, 2012 A 2015

Ano	Energia gerada	Custo CVU bilhões R\$	Potência eólica TWh equivalente		Programa incremental de eólicas (GW)
			FC 40%	FC 45%	
2012	27,48	11,73	7,84	6,97	7,84
2013	44,89	20,23	12,81	11,39	4,97
2014	63,37	30,81	18,08	16,07	5,27
Subtotal		62,77			
Jan-mar/2015	17,49	8,81	19,96	17,74	1,88
Estimativa 2015	69,94	35,22	19,96	17,74	
TOTAL		97,99			20

Fonte: elaboração própria

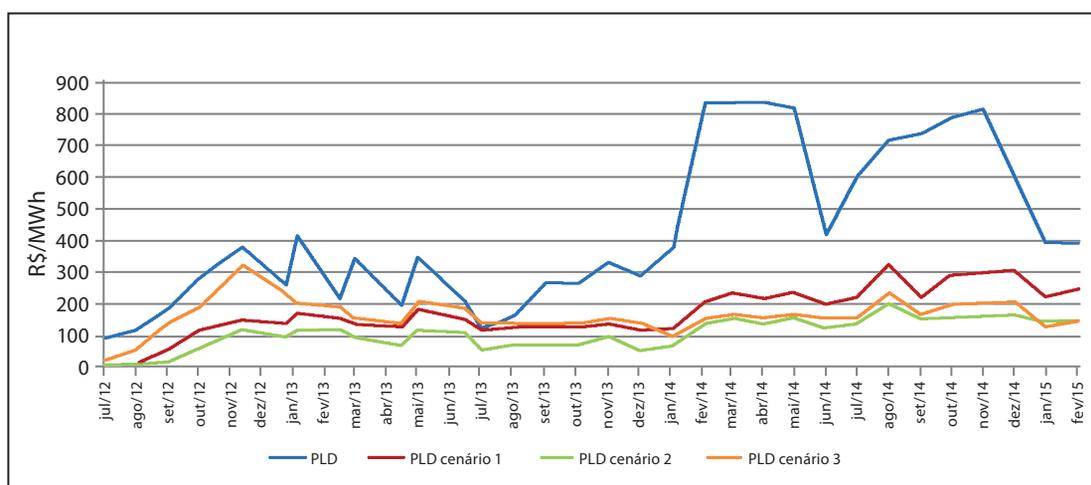
O investimento da implantação de 18 a 20 GW, entre 2012 e 2015, é estimado entre 72 e 80 bilhões de reais (R\$ 4 milhões/MW) e teria permitido evitar a operação de todas as térmicas com CVU acima de R\$ 200/MWh. A operação dessas térmicas pelo CVU declarado teve custo estimado, até 2014, de 62,8 bilhões, com um custo adicional em 2015 de 35,2 bilhões, atingindo cerca de R\$ 98 bilhões. A vida útil dessas usinas eólicas é estimada entre 30 e 40 anos. Portanto, somente os custos variáveis que poderiam ter sido evitados entre 2012 e 2015 teriam permitido custear todo o investimento do parque eólico capaz de substituir a geração térmica com CVU acima de R\$ 200/MWh, cuja operação continuada não se justifica em face da existência de potencial eólico e de outros recursos cujo custo marginal de expansão situa-se entre R\$ 100/MWh e R\$ 200/MWh. Portanto, o planejamento equivocado e a licitação baseada em premissas falseadas da operação prevista para as usinas térmicas propiciaram a contração de parque térmico com CVU elevado, acima de R\$ 200/MWh, conduzindo a um dispêndio de recursos da ordem de R\$ 100 bilhões, que onera desnecessariamente os consumidores e a produtividade da economia do país. Trata-se de um dos grandes erros de gestão da história econômica do país.

A Figura 19 apresenta a síntese dos resultados de cenários retroativos de simulação com o Programa Newwave do custo marginal da operação (CMO), que dá origem ao PLD, com inserção da eólica a partir de 2012: Cenário 1 – 15 GW, em 2012; Cenário 2 – 20 GW, em 2012; Cenário 3 – 20 GW incrementais, em 2012-2015, conforme programa incremental da Tabela 4. Essas simulações comprovam que a trajetória do sistema elétrico nacional poderia ter tido custos muito inferiores aos efetivamente ocorridos.

A Figura 20 apresenta cenários retroativos da simulação de despacho térmico em decorrência da substituição por eólicas a partir de 2012: Cenário 1 – 15 GW, em 2012; Cenário 2 – 20 GW, em 2012; Cenário 3 – 20 GW incrementais, em 2012-2015, conforme programa incremental da Tabela 4. Os resultados dessa simulação indicam que a trajetória de despacho de usinas poderia ter tido impacto econômico muito menor caso usinas eólicas ou outras de custo marginal de expansão compatível tivessem sido implementadas a partir de 2012, com capacidade total de cerca de 20 GW, de forma a evitar a operação, fora da ordem de mérito, de usinas térmicas com CVU superior a R\$ 200/MWh.

FIGURA 19

CENÁRIOS DE PREÇOS COM INSERÇÃO DA EÓLICA



Cenário 1 – 15 GW, em 2012

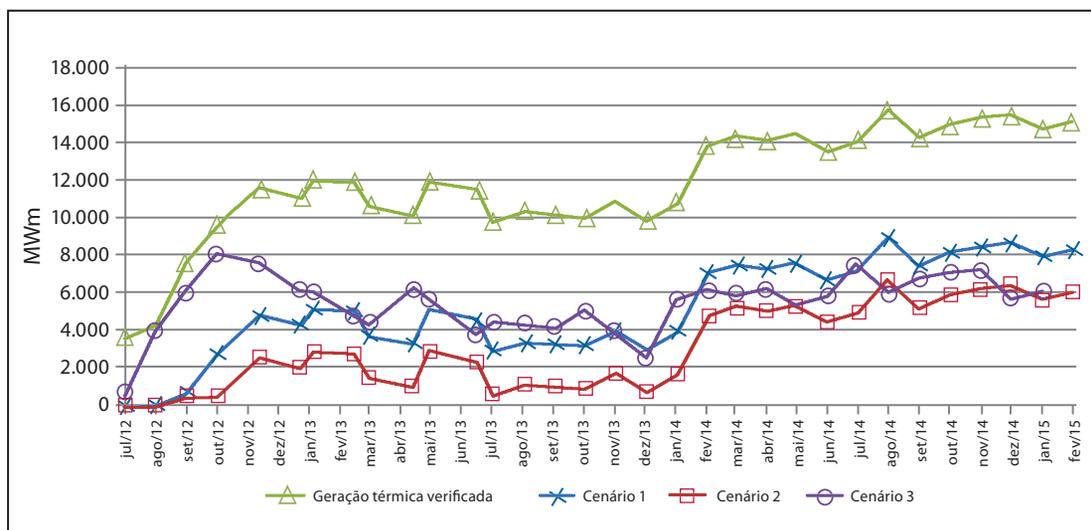
Cenário 2 – 20 GW, em 2012

Cenário 3 – 20 GW incrementais, em 2012-2015, conforme programa incremental da Tabela 4

Fonte: simulação do Newwave por Juliana Ferrari Chade

FIGURA 20

DESPACHO TÉRMICO



Cenário 1 – 15 GW, em 2012

Cenário 2 – 20 GW, em 2012

Cenário 3 – 20 GW incrementais, em 2012-2015, conforme programa incremental da Tabela 4

Fonte: simulação do Newave por Juliana Ferrari Chade

As simulações das figuras 19 e 20 comprovam que outra trajetória, mais favorável ao país, poderia e deveria ter sido implementada.

A explosão tarifária para o mercado regulado e a Medida Provisória 579

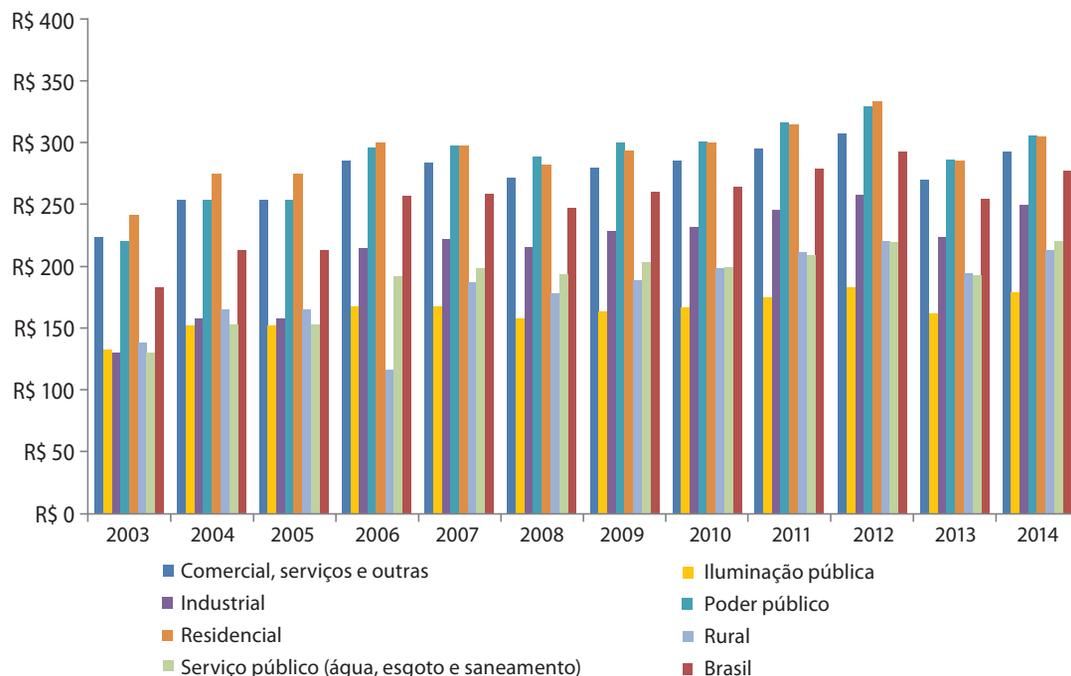
O reconhecimento do fracasso e da insuficiência da reforma de 2004 viria em 2012 com a MP 579, convertida em Lei n. 12.783. A Figura 21 mostra a evolução das tarifas do mercado regulado, segundo a Aneel. A MP tentou corrigir a trajetória de explosão tarifária, injustificável para um país que detém o melhor conjunto de recursos tecnológicos, humanos e naturais (hídricos, eólicos, cogeração com biomassa e gás natural, racionalização do uso, fotovoltaicas e microeólicas embebidas na rede de distribuição, entre outros). Além de não corrigir as deficiências, aprofundou a crise e ampliou os impasses. Ao invés de desmontar a máquina de aumentar custos embutida no modelo vigente, criou um sangria bilionária de recursos públicos (RGR, CDE, empréstimos

junto ao sistema financeiro, aportes do Tesouro), apenas para manter uma inexecutável promessa de reduzir tarifas. Transferiu dezenas de bilhões de reais da nação e queimou patrimônio público. Pela Constituição, as usinas com concessões vencidas pertencem à nação e não ao governo de plantão. Foram construídas pelas gerações passadas e deveriam beneficiar as futuras. O sistema Eletrobras, especialmente as subsidiárias Chesf e Furnas, patrimônio social, foram dilapidadas e esterilizadas financeira e tecnicamente.

Entidades empresariais passaram a pressionar o governo para reduzir as tarifas mediante campanhas publicitárias agressivas. Adicionalmente, o contexto incluía o malogro de leilões, em 2012, para contratação da demanda das distribuidoras decorrente dos vencimentos dos contratos de energia existente, firmados em 2004. Como resposta e também em razão do quadro político-eleitoral que se avizinhava, o governo anunciou a redução média das tarifas em 20%. Baixou a MP 579 para antecipar o vencimento de concessões e criar um sistema de cotas, pelas quais a renovação das concessões estaria vincu-

FIGURA 21

TARIFA MÉDIA POR CLASSE DE CONSUMO – R\$/MWH 2003-14



Fonte: Aneel

lada apenas à remuneração estimada dos custos de operação e manutenção, cerca de R\$ 7 a R\$ 11 por MWh, mais tributos e contribuições, para as concessões de geração vencidas ou com vencimento antecipado. A parcela não amortizada dos investimentos seria indenizada através do fundo de reserva global de reversão (RGR), que, desde sua instituição, havia acumulado cerca de R\$ 38 bilhões, dos quais aproximadamente R\$ 20 bilhões estavam em caixa.

Das detentoras de usinas hidráulicas de grande porte, somente as geradoras vinculadas ao Grupo Eletrobras, comandado pelo governo, aceitaram as condições para o vencimento antecipado. Empresas independentes, como Cesp, Cemig e Copel, não aceitaram a antecipação e permaneceram com um estoque de energia descontratada, disponibilizada no mercado de curto prazo, ao PLD, cujas perspectivas indicavam patamar elevado em razão da estrutura da demanda e da tipologia da oferta, num contexto hidrológico incerto ou desfavorável. Dessa forma, cerca de 15 mil dos 22 mil MW passaram ao novo regime regulatório de geração pelo custo de operação e ma-

nutenção. Críticas ao processo permanecem sem resposta: a) sobre o método de cálculo dessa tarifa de geração, pois tudo indica que ele é incapaz de garantir a adequada operação e manutenção dos ativos; b) titularidade das usinas com concessão vencida pertence à nação, e a sua geração de valor deveria ter finalidade estratégica de resgate das assimetrias sociais; c) o impacto sobre o sistema Eletrobras, principalmente na Chesf e em Furnas, seria devastador do ponto de vista técnico e financeiro; d) o impacto na redução das tarifas seria muito reduzido, pois essas usinas produzem cerca de 75 TWh, cerca de 13% do consumo do país, mas, como a geração responde por cerca de 25% dos custos da energia, a redução máxima estaria por volta de 4%. Essa redução está longe de resolver a explosão tarifária, que tem outras origens, como o conjunto de encargos e tributos, o conjunto de usinas de elevados custos fixos e variáveis contratados nas últimas duas décadas, principalmente de origem térmica, não obstante a existência de alternativas mais adequadas.

Foram utilizados, entre 2013 e 2014, R\$ 22 bilhões para pagar as indenizações, valores con-

siderados muito abaixo dos devidos, mas aceitos em razão da pressão do governo sobre as empresas federais. A Eletrobras divulgou avaliação reclamando R\$ 15 bilhões adicionais (*Valor Econômico*, 1º/4/15).

CUSTOS, ENTRE 2012 E 2015, DECORRENTES DA EXPANSÃO POR FONTE INADEQUADA E DA NÃO CONTRATAÇÃO PLENA DO MERCADO CATIVO E SUA PRECIFICAÇÃO PELO PLD ARBITRÁRIO, DESTITUÍDO DE BASE CONCEITUAL

Nas seções anteriores foi sumarizada a tentativa, inviável, de reduzir tarifas sem alteração da estrutura de custos, com a consequente esterilização de patrimônio público, destruição de valor da energia gerada por usinas que reverteram ao poder público, e desconstrução da capacidade técnica e financeira de empresas do grupo Eletrobras. Também foi demonstrada a trajetória de custos elevados para o sistema elétrico em decorrência da operação continuada, desde 2012, da capacidade térmica instalada. Esses custos serão repassados ou aos consumidores ou ao Tesouro Nacional. Porém, além desses custos decorrentes dos erros de planejamento e gestão, outro ônus foi imposto aos consumidores cativos: as distribuidoras não lograram recontratar toda a energia dos contratos cujo vencimento estava previsto para 2012, desde 2004. A incúria do governo (EPE, Aneel e MME) fez com que parte da energia não fosse recontratada e assim as distribuidoras ficaram expostas ao PLD elevado, num momento de falta de capacidade de geração, hidrologia dentro da normalidade, porém abaixo da média, e despacho pleno de toda capacidade térmica instalada, incluindo usinas com CVU acima de R\$ 1.000/MWh.

Os consumidores cativos foram expostos a esse preço especulativo porque o governo não organizou os leilões de compra para atender à demanda resultante do fim dos contratos de energia velha firmados em 2004, com duração

de oito anos. O governo tinha oito anos para cumprir a obrigação legal de organizar os leilões de contratação e não o fez! Com isso os ditos consumidores livres, que se beneficiaram, ao longo de vários anos a partir de 2003, de baixos preços do PLD, em razão de sobras de capacidade resultantes do racionamento de 2001, quando o quadro mudou tiveram a oportunidade de contratar sua demanda a preços normais, e o ônus decorrente da falta de capacidade adequada combinada com situação hidrológica crítica foi transferido para os consumidores cativos via distribuidoras parcialmente descontratadas, ao PLD especulativo.

A quantificação precisa do ônus já incorrido e do ainda a incorrer em 2015 e provavelmente em 2016 ainda está por ser feita. Tampouco está clara a origem da composição do ônus: quanto se deve à operação continuada das usinas térmicas fora da ordem de mérito e quanto se deve à exposição ao PLD elevado em razão da falta de contratação de toda a demanda dos consumidores cativos das distribuidoras. Desde 2013, e com o fracasso das promessas feitas através da MP 579, o governo tem anunciado mecanismos para cobrir os custos excedentes: os créditos recebíveis de Itaipu até 2023, de cerca de US\$ 23 bilhões do Tesouro, que seriam redirecionados à cobertura dos custos, opção abandonada em julho de 2023 (*O Estado de S. Paulo*, 22/7/13); outros aportes diretos do Tesouro Nacional, também posteriormente negados, em razão do déficit público; e uso do saldo da CDE (conta de desenvolvimento energético). Como as contribuições embutidas nas tarifas para a CDE foram abolidas, a cobertura deveria provir do Tesouro, o que também foi inviabilizado. Restou somente a utilização do saldo da CDE e o financiamento, sem consulta aos consumidores, via empréstimos do sistema financeiro, para pagamento futuro. O governo organizou empréstimos via Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para evitar a explosão ainda maior das tarifas em 2014, ano eleitoral, e assim deixar a conta para os próximos três anos. Afirma que, se não tivesse feito a artificial redução das tarifas via MP 579 e pelos empréstimos, a situação seria ainda pior. Isso não é verdade, e tudo decorre

de erros de planejamento, execução da expansão da capacidade de geração e de operação do parque instalado. Há duas questões jurídicas: a) a natureza jurídica da CCEE não contempla a função de agente financeiro; b) ocorre um problema de equilíbrio intertemporal, pois os consumidores que utilizaram a energia de custo elevado não serão os mesmos, pelo menos não no mesmo volume, que pagarão as contas dos empréstimos que serão embutidas nas tarifas pelos próximos anos.

O Quadro 1 apresenta um balanço com os dispêndios da CDE em 2013 e 2014, que atingem um valor total de R\$ 19.475.050.191,17, dos quais é preciso abater os valores destinados aos subsídios das contas de energia da Região Norte.

O Quadro 2 apresenta a síntese dos empréstimos já tomados junto ao mercado financeiro

em nome dos consumidores, sem a sua anuência. O valor atinge R\$ 17.778.694,91.

Porém, o diretor geral da Aneel, Romeu Rufino, anunciou a estimativa de que as distribuidoras irão cobrar dos consumidores R\$ 37 bilhões para quitar a dívida total dos empréstimos previstos.

Assim, o balanço parcial de compromettimentos já anunciados para cobrir os sobrecustos do setor elétrico já soma R\$ 79 bilhões, compostos por cerca de R\$ 20 bilhões da CDE, R\$ 37 bilhões em empréstimos, mais a liquidação dos fundos da RGR no montante de cerca de R\$ 22 bilhões. Mas o balanço geral e final ainda está por ser feito, pois as contas da operação das térmicas fora da ordem de mérito em 2015 estão em andamento, e tudo indica que assim permanecerão em 2016.

QUADRO 1**DISPÊNDIOS DA CDE, 2013 E 2014**

Em 2013 e 2014, conforme regime de competência, foram homologados os seguintes montantes de repasse:

Dispêndios CDE – ano de 2014	
Subsídios tarifários	R\$ 4.280.023.005,59
Redução tarifária equilibrada	R\$ 389.432.083,90
CVA de Energia e de ESS	R\$ 11.040.519,87
Exposição involuntária, ESS e risco hidrológico	R\$ 1.195.323.697,02
Total	R\$ 5.875.819.306,37
Dispêndios CDE – ano de 2013	
Subsídios tarifários	R\$ 3.315.965.094,63
Redução tarifária equilibrada	R\$ 355.768.977,85
CVA de Energia e de ESS	R\$ 3.981.970.803,31
Exposição involuntária, ESS e risco hidrológico	R\$ 5.945.526.009,06
Total	R\$ 13.599.230.884,85

TOTAL GERAL R\$ 19.475.050.191,17

Fonte: Aneel, 2015

QUADRO 2

FINANCIAMENTOS TOMADOS VIA CCEE



Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

DEMONSTRATIVO DA ATUALIZAÇÃO DO FINANCIAMENTO – CONTA ACR – 2014 (valores em R\$)

1º Financiamento

1º Tranche 28/4/14	2º Tranche 12/5/14	3º Tranche 9/6/14	Total
4.860.000.000,00	4.062.000.000,00	2.278.000.000,01	11.200.000.000,01
4.860.000.000,00	4.062.000.000,00	2.278.000.000,01	11.200.000.000,01
4.750.746.871,73	4.045.444.224,34	2.273.354.298,19	11.069.545.340,26
105.368.013,28	14.274.809,25	1.111.837,20	120.754.659,73
3.885.168,99	2.280.966,41	3.533.864,62	9.700.000,02
0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00

- (+) Valor contratado (1)
- (-) Valor captado (2 = 2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4)
 - (2.1) Repasse para as distribuidoras
 - (2.2) Serviços e taxas bancárias da operação
 - (2.3) Custos administrativos, financeiros e tributários
 - (2.4) Saldo residual (aplicação financeira)
- (=) Saldo disponível (3 = 1 - 2)

2º Financiamento

1º Tranche 19/8/14	2º Tranche 8/9/14	3º Tranche 5/11/14	4º Tranche 8/12/14	Total
2.242.926.495,31	1.445.813.892,92	1.705.950.898,28	1.184.196.408,40	6.578.887.694,91
2.242.926.495,31	1.445.813.892,92	1.705.950.898,28	1.184.196.408,40	6.578.887.694,91
2.167.273.180,21	549.538.260,01	1.704.439.503,56	1.183.515.191,88	5.604.766.135,66
72.018.416,00	1.813.892,92	1.511.394,72	681.216,52	76.024.920,16
2.908.079,32	0,00	0,00	0,00	2.908.079,32
726.819,78	894.461.739,99	0,00	0,00	895.188.559,77
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

- (+) Valor contratado (1)
- (-) Valor captado (2) = (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4)
 - (2.1) Repasse para as distribuidoras
 - (2.2) Serviços e taxas bancárias da operação
 - (2.3) Custos administrativos, financeiros e tributários
 - (2.4) Saldo residual (aplicação financeira)
- (=) Saldo disponível (3) = (1 - 2)

Fonte: CCEE, 2015

OS RISCOS DE RACIONAMENTO EM 2015 E AS PERSPECTIVAS E BASES PARA O SISTEMA EM 2016

A Figura 22 indica simplificadamente a capacidade de acumulação de energia pelos reservató-

rios das usinas hidrelétricas do Brasil, bem como o estado em final de março de 2015.

A Figura 23 apresenta a média esperada mensal de energia natural afluyente e três séries históricas, para comparação: a do ano de 1953, crítico; a de 2001, ano de racionamento, e uma média das afluências mensais inferiores às de 2001.

FIGURA 22

CAPACIDADE DOS RESERVATÓRIOS E SITUAÇÃO EM FINAL DE MARÇO DE 2015

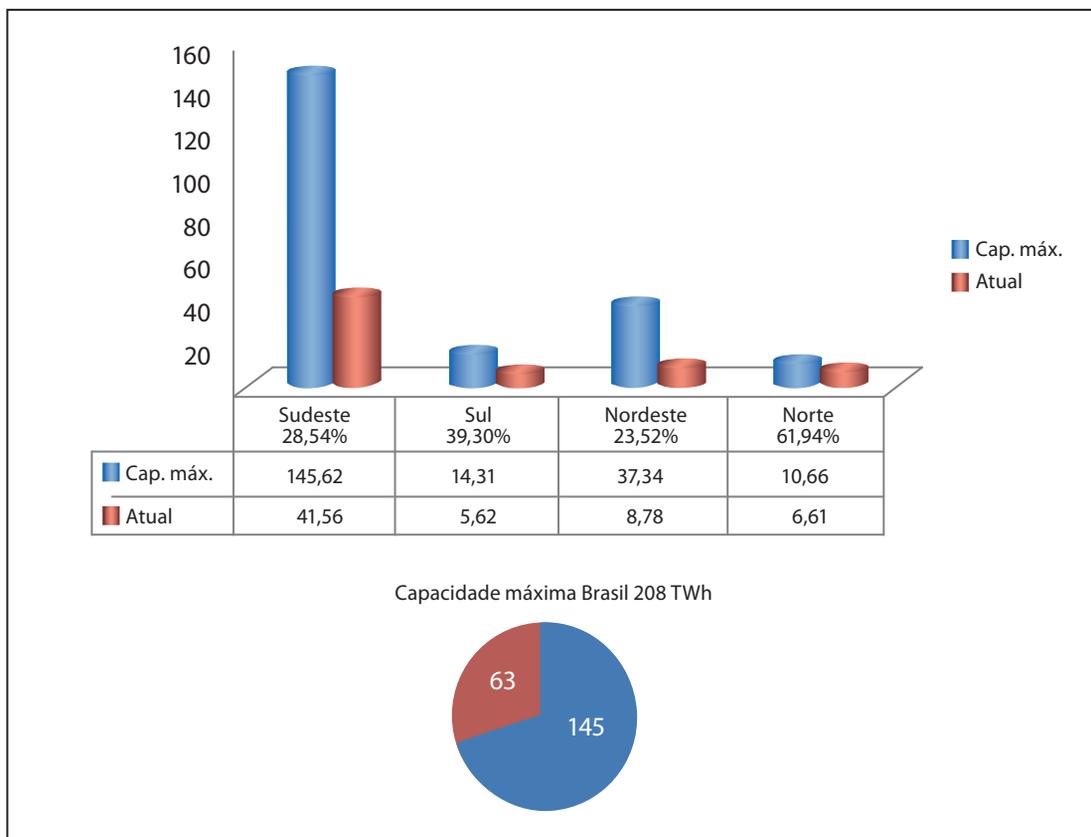


FIGURA 23

ENERGIA NATURAL AFLUENTE MÉDIA E PIORES DO HISTÓRICO (TWH)

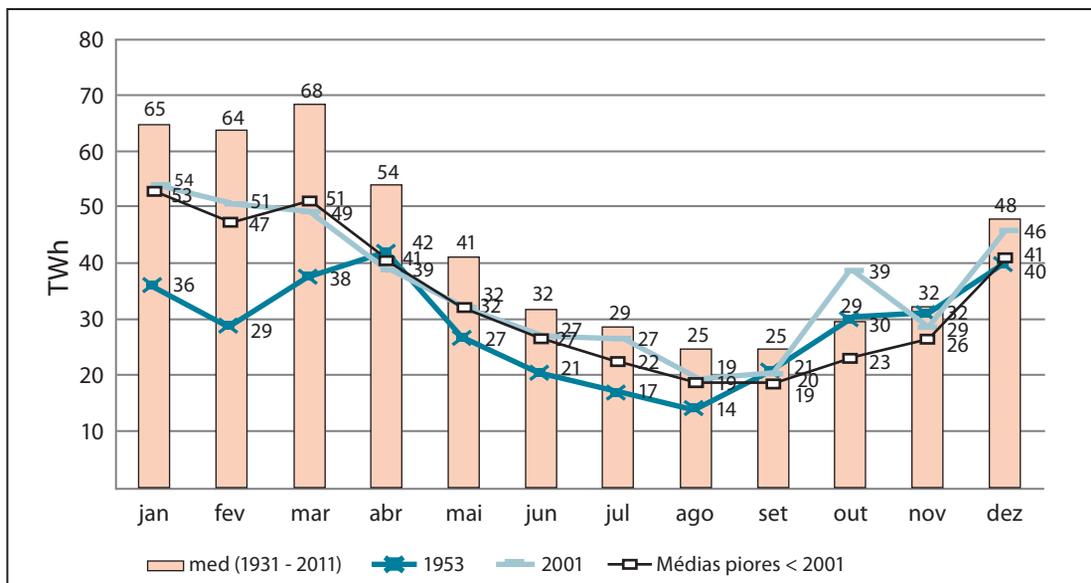
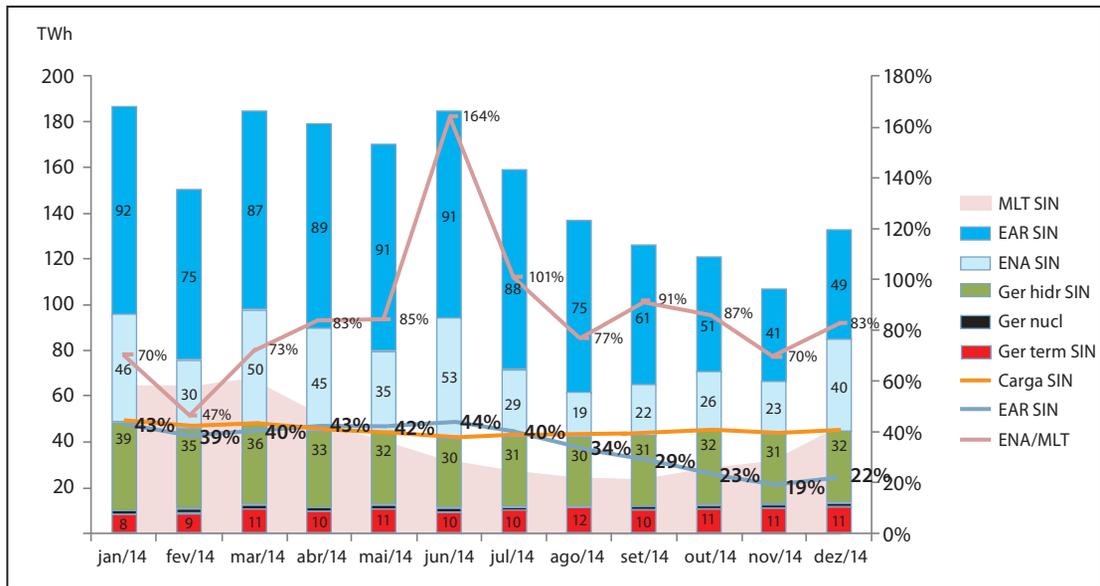


FIGURA 24

BALANÇO MENSAL DE ENERGIA ELÉTRICA DO SIN EM 2014



A Figura 24 apresenta o balanço de energia mensal de 2014, em TWh, indicando as fontes de geração, a carga atendida, a energia armazenada e a energia natural afluente comparada com a média de longo termo do Sistema Elétrico Nacional

(SIN). Nota-se que no final do ano a energia armazenada estava em 22%.

As figuras seguintes apresentam o Balanço Mensal de Energia para 2015, em TWh, até março de 2015, e simulações para a evolução

FIGURA 25

BALANÇO ENERGIA MENSAL ATÉ MARÇO E PREVISÃO PARA 2015 PARA ENA DE 80% MLT

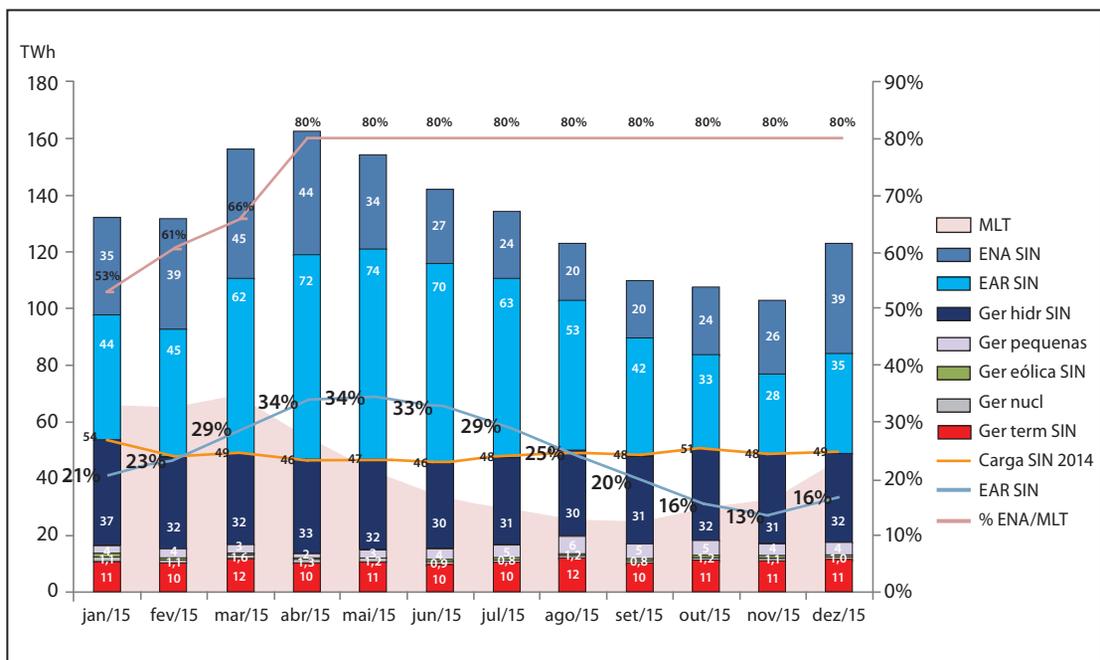


FIGURA 26

BALANÇO ENERGIA: ENA = 70% MLT

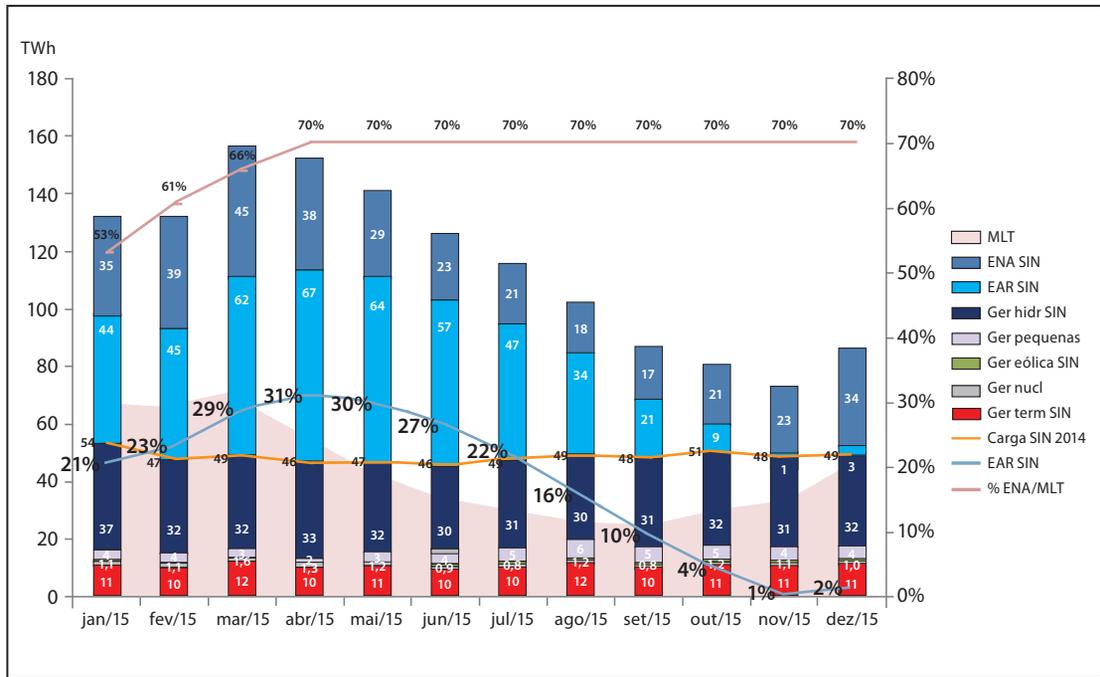
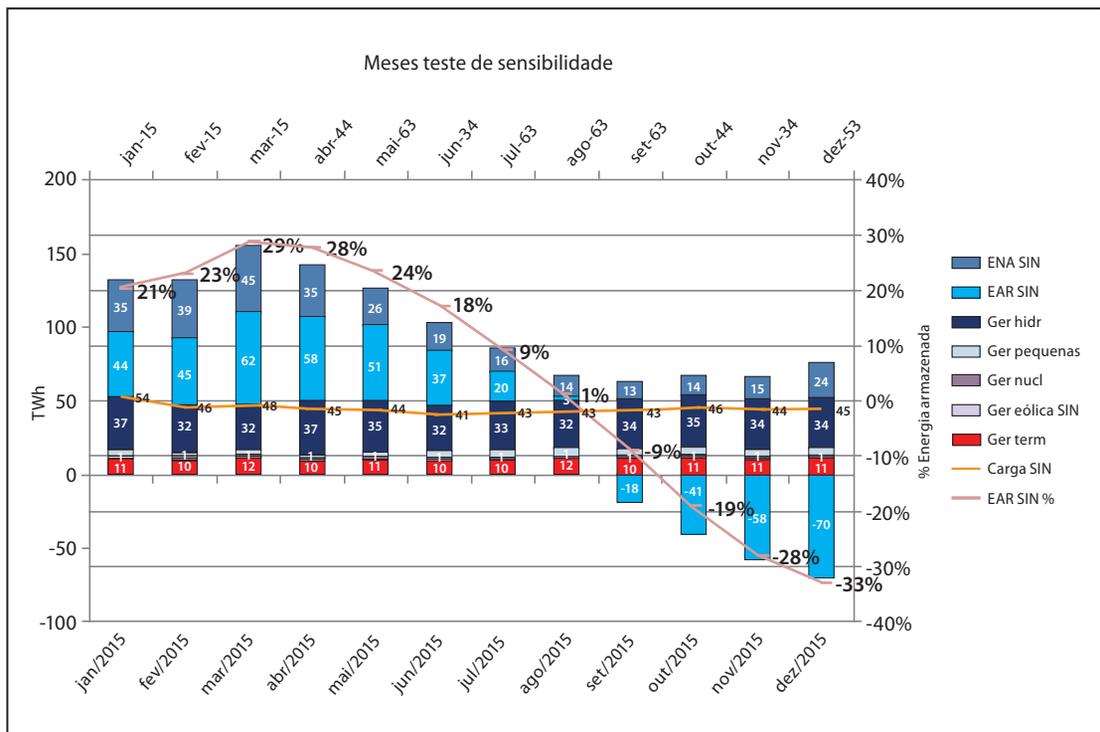


FIGURA 27

BALANÇO SIN – PIORES AFLUÊNCIAS MÊS A MÊS



da energia armazenada em função do aporte de energia natural afluyente (ENA) como percentual da média de longo termo (MLT): a Figura 25 para 80%, e a 26 para 70%. Considera-se a geração máxima da capacidade térmica disponível e a carga equivalente a de 2014, sem crescimento.

A conclusão é que com ENA de 80% da MLT os reservatórios estarão em cerca de 16% da capacidade, ainda operáveis, mas numa condição extremamente crítica para 2016. Com ENAs inferiores, mantidas as demais condições, especialmente quanto à disponibilidade das térmicas e sobre previsão da demanda sem redução em relação a 2014, o sistema entrará em colapso. Mas, como a estagnação econômica sugere uma redução na demanda, que está se materializando desde fevereiro, o mal maior da recessão reduz o risco de racionamento.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A principal obrigação do governo é planejar, promover a expansão de capacidade, operar e manter o sistema elétrico, com confiabilidade e custo baixo, nos períodos críticos da hidrologia. O ajuste no modelo setorial de 2004 manteve fragilidades da estrutura mercantil do FHC. A intervenção de 2012-2013, com a MP 579, convertida em Lei nº 12.783, aprofundou a crise ao tentar reduzir tarifas sem redução dos custos estruturais e comprometer o patrimônio das empresas públicas e do Tesouro Nacional, com empréstimos a serem pagos no futuro pelos consumidores e sem recuperar a confiabilidade do sistema. A estagnação

econômica, grave por si só, propicia a redução dos riscos de racionamento. As indicações são de uma situação de beco sem saída: se a economia crescesse dentro dos parâmetros necessários ao desenvolvimento do país, faltaria a segurança do abastecimento elétrico.

A conclusão relevante dessa análise é de que está na ordem do dia uma urgente revisão da Estrutura de Organização, Planejamento, Gestão e Operação do Sistema Elétrico Nacional, buscando, entre outros objetivos, retomar propostas de 2002, abandonadas em função dos acordos do governo com os agentes setoriais privados: revisão da tarifação visando à aderência com o custo do serviço; revisão do processo de planejamento e da metodologia de contratação da expansão da oferta; revisão da operação, com representação coerente das usinas e capacidade de geração; revisão da função do PLD apenas como instrumento de ajuste.

Como síntese, bastava o sistema ter contratado mais capacidade e qualidade melhor. Caso cerca de 80 bilhões de reais, previstos para cobrir as perdas, tivessem sido investidos em usinas eólicas, por exemplo, para operação antes de 2012, seria permitido construir cerca de 20 GW, investimento permanente, e não haveria a necessidade de operar as usinas com custo de combustível elevado, acima de R\$ 200/MWh, que causaram ônus desnecessário à sociedade. A hidrologia, que volta a ser invocada como culpada, tem se comportado dentro de parâmetros previsíveis. São Pedro foi inocente em 2001 e continua inocente hoje: a culpa é da inépcia dos governos de então e de agora.

BIBLIOGRAFIA

- CHADE RICOSTI, J. F.; SAUER, I. L. "The Prospects of Wind Power in the Brazilian Hydrothermal System", in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013.
- DE OLIVEIRA, Nielmar. "Ministra Diz que Setor Elétrico Está em Crise Porque Há Sobra de Energia", in *Agência Nacional*, 7/2/2003.
- GUERRA, Erenice. Ministério de Minas e Energia. "Contornos Jurídicos do Novo Modelo do Setor Elétrico", in *X Simpósio Jurídico-Tributário ABCE*, Centro de Convenções do Novotel Center Norte, São Paulo, 23 a 24 de setembro de 2004.
- ROUSSEF, Dilma. Ministério de Minas e Energia. "O Novo Modelo do Setor Elétrico", apresentação PPT. Buenos Aires, 19 de março de 2004.
- SAUER, I. L. "Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro", in I. L. Sauer et al. (orgs.). *A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro*. São Paulo, Paz e Terra, 2003.
- VALE DO RIO DOCE. Press-releases, 2004.
- VALOR ECONÔMICO. "Eletrobras Pede Mais 15 Bi por Renovação de Concessões", 1º de abril de 2015.
- _____. "Distribuidoras Vão Cobrar R\$ 37 Bi nas Contas para Quitar Dívida", 1º de abril de 2015.
- _____. Edição de 5/5/2004.
- ZANFELICE, F. CPFL, in 5º Encontro de Consumidores de Energia Abrace, 8 e 19 de setembro de 2007.