

# **COMISSÃO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO**

## **PROJETO DE DECRETO LEGISLATIVO Nº 1.057, DE 2013**

Para sustar os efeitos normativos do ato do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que, sob o pretexto de estabelecer diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, atribuiu parte dos custos incorridos na geração de energia termoelétrica aos agentes produtores e comercializadores, estabelecendo encargo sem a edição de lei específica para tanto, o que representa frontal violação à Constituição Federal.

**Autor:** Deputado Arnaldo Jardim

**Relator:** Deputado Guilherme Campos

### **I - RELATÓRIO**

O Projeto de Decreto Legislativo em pauta susta os efeitos normativos do ato do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, consubstanciados nos artigos 2º, 3º e Anexo da Resolução CNPE nº 3, de 06 de março de 2013.

Estes dispositivos da Resolução CNPE nº 3, de 2013 basicamente:

- (i) modificam a sistemática de rateio dos custos de geração termoelétrica fora da ordem de mérito estabelecida anteriormente, a qual determinava que aqueles fossem arcados exclusivamente pelos consumidores de energia — e;

- (ii) determinam o compartilhamento destes custos entre todos os agentes do mercado de energia elétrica.

O Projeto reestabelece os termos da Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007 para suprimento de eventuais lacunas normativas na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, bem como nas liquidações financeiras do mercado efetivadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Além desta Comissão, o Projeto de Decreto Legislativo foi distribuído à Comissão de Minas e Energia e à de Constituição e Justiça e de Cidadania, estando sujeito à apreciação do Plenário em regime de tramitação ordinária.

É o relatório.

## **II - VOTO DO RELATOR**

A grande parte da geração de energia elétrica no Brasil é de fonte hidroelétrica. Dado que a infraestrutura está construída, o custo marginal de geração por esta fonte é o menor possível em relação a outras fontes, notadamente a termoelétrica. Sendo assim, estando os reservatórios suficientemente cheios, há sempre uma preferência pela utilização da fonte hidroelétrica no país dado o menor custo marginal de geração associado.

O grande problema da fonte hidroelétrica é que se depende do regime de chuvas que pode não ser suficiente para se garantir que toda a energia seja proveniente desta fonte mais barata. Esta é uma das principais razões pelas quais se conta com outras fontes na matriz energética, ainda que com custo marginal bem superior, como é o caso das termoelétricas. Estas últimas constituem um sistema de reserva (back-up) que apenas será acionado se constatada uma ameaça de escassez (ou já de escassez) dos reservatórios da fonte hidroelétrica.

A evolução desta situação dos reservatórios pode ser avaliada nos gráficos abaixo. De fato, nos gráficos 1 e 2 é possível perceber a diminuição do nível de armazenamento dos reservatórios das hidroelétricas da região Sudeste e Nordeste entre 2009 e 2012.

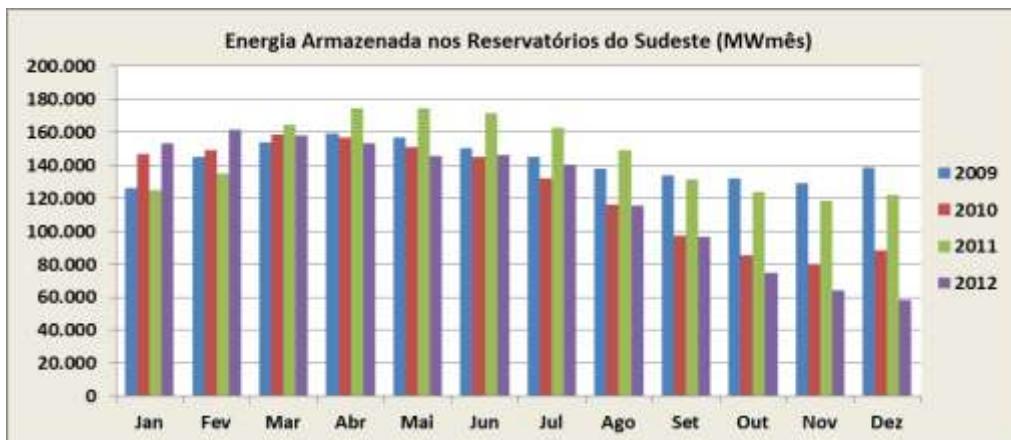


Gráfico 1 - Fonte: (ONS). Elaboração: ABEEólica

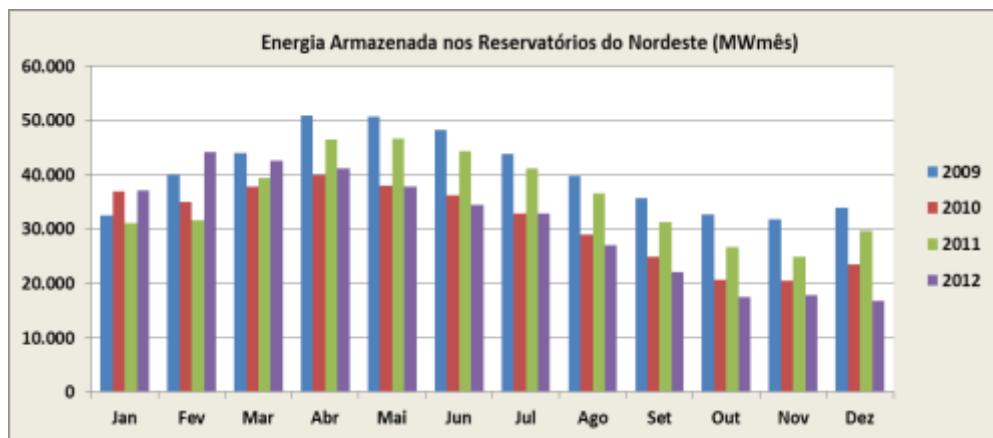


Gráfico 2 - Fonte: (ONS). Elaboração: ABEEólica

Assim, em função desta diminuição do nível dos reservatórios das hidroelétricas e por razões de segurança energética o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE decidiu despachar as usinas termoelétricas. O gráfico 3 mostra a geração termoelétrica realizada entre 2009 e 2012. Pode-se perceber que de setembro a dezembro de 2012 há um acentuado crescimento da geração de origem termoelétrica no país em relação aos três anos anteriores.

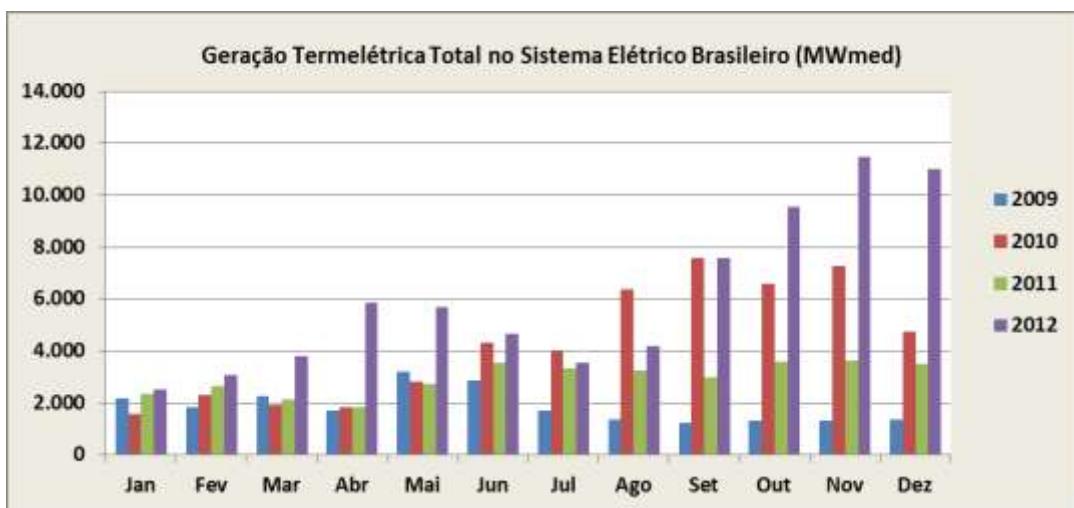


Gráfico 3 - Fonte: (ONS). Elaboração: ABEEólica

Não há dúvida que o acionamento da geração termoelétrica constitui o procedimento correto a seguir neste momento de escassez de águas, sendo este um dado do problema.

A questão aqui é quem financia isto? De fato, havendo um custo marginal maior da fonte que está sendo utilizada, é gerado uma despesa adicional a ser cobrada. O custo adicional da geração termoelétrica que dá origem ao chamado Encargo de Serviços de Sistema por Segurança Energética – ESS-SE surge em função do despacho destas usinas não estarem na ordem de mérito econômica, ou seja, simplesmente por serem mais caras. O ESS representa os custos incorridos para a manutenção da confiabilidade e segurança de suprimento para o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB.

Neste contexto são utilizadas usinas termoelétricas cujo Custo Variável Unitário – CVU (basicamente combustível) é maior que o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD que é calculado com base da programação das usinas que serão utilizadas para atender a carga do país nos próximos meses. Estes custos, no entanto, não são contemplados na formação do PLD e, portanto, ficam em aberto.

Quando o CVU de uma usina é maior que o PLD, a diferença é coberta pelo ESS. A CCEE realiza o cálculo do ESS mensalmente utilizando informações de operação das usinas fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

A tabela abaixo mostra o crescimento recente do ESS. Nos primeiros seis meses de 2013 o ESS atingiu R\$ 4,5 bilhões contra R\$ 2,7 bilhões do ano de 2012 e R\$ 1,4, R\$ 1,7 e R\$ 0,4 bilhões, respectivamente, em 2011, 2010 e 2009. Se o segundo semestre de 2013 seguir uma trajetória similar ao primeiro semestre, haveria uma triplicação dos valores do ESS em relação a 2012, que já foi quase o dobro do valor em 2011.

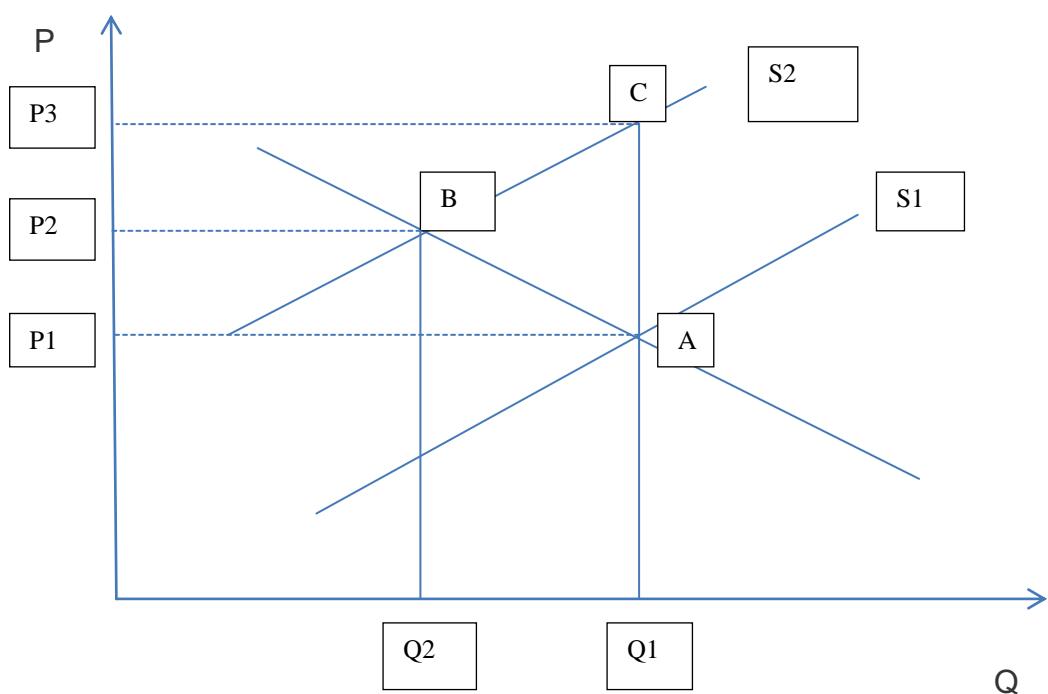
Histórico do Encargo por Segurança Energética					
ESS	2009	2010	2011	2012	2013
jan	R\$ 45.002.346,82	R\$ 67.583.396,33	R\$ 130.178.108,46	R\$ 80.481.840,11	R\$ 693.390.611,67
fev	R\$ 20.259.227,13	R\$ 120.082.691,72	R\$ 118.108.913,94	R\$ 111.696.872,16	R\$ 1.050.345.233,85
mar	-	R\$ 101.141.971,20	R\$ 111.545.317,63	R\$ 104.077.820,54	R\$ 633.519.829,96
abr	-	R\$ 79.834.254,78	R\$ 93.736.967,78	R\$ 172.172.777,04	R\$ 883.183.976,85
mai	R\$ 153.677.429,05	R\$ 123.582.351,50	R\$ 110.274.689,81	R\$ 74.662.307,72	R\$ 561.162.250,63
jun	R\$ 63.021.051,79	R\$ 144.873.552,44	R\$ 100.589.509,54	R\$ 109.016.340,54	R\$ 754.770.267,93
jul	R\$ 7.592.800,59	R\$ 95.244.721,82	R\$ 135.317.047,31	R\$ 100.872.028,76	
ago	R\$ 12.724.163,02	R\$ 179.143.033,84	R\$ 178.286.639,02	R\$ 88.514.036,98	
set	R\$ 7.777.777,20	R\$ 207.037.942,88	R\$ 135.967.077,17	R\$ 123.028.935,64	
out	R\$ 3.424.554,83	R\$ 140.119.761,70	R\$ 117.269.346,99	R\$ 296.070.492,92	
nov	R\$ 62.892.227,15	R\$ 264.262.343,41	R\$ 109.630.696,41	R\$ 576.270.047,29	
dez	R\$ 63.961.494,61	R\$ 209.283.182,15	R\$ 120.643.624,11	R\$ 950.611.519,86	
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 440.333.072,19</b>	<b>R\$ 1.732.189.203,77</b>	<b>R\$ 1.461.547.938,17</b>	<b>R\$ 2.787.475.019,56</b>	<b>R\$ 4.576.372.170,89</b>

Tabela 1 – (Fonte: CCEE). Elaboração: ABEEólica

Constatado o crescimento significativo do ESS, cabe discutir seu financiamento. A regra anterior à Resolução CNPE nº 3 de 6 de março de 2013, estava definida na Resolução CNPE nº 8 de 20 de dezembro de 2007. Estabelecia que tal custo adicional consolidado

no ESS, subitem "Segurança Energética", (ESS-SE), constitui encargo pago diretamente pelos consumidores.

A rationalidade econômica desta regra é muito direta. Havendo escassez de água nos reservatórios, demanda-se a utilização de fonte (termoelétrica) com custo marginal maior, que equivale o sistema passar a operar de uma curva de oferta mais baixa (da hidroelétrica – S1 no gráfico abaixo) para outra mais alta (da termoelétrica – S2 no gráfico abaixo). Como são os consumidores que arcaram com o preço da escassez, eles ajustam sua quantidade demandada para baixo, reduzindo o valor total do custo a maior a ser pago pela energia mais cara.



Assim, vamos supor que estamos sob a curva de oferta S1 relativa à fonte hidroelétrica, com custo marginal P1 que iguala o preço de mercado P1 no ponto A, com produção Q1. Dado o risco de racionamento pelo fato dos reservatórios estarem baixos, acionam-se as termoelétricas, passando-se para a curva de oferta S2, com custos marginais mais elevados.

Na sistemática da Resolução CNPE nº 8, de 2007, em que os consumidores arcam com o custo adicional, o equilíbrio de mercado é deslocado ao longo da curva de demanda do ponto A para B, gerando um preço maior P2. A quantidade demandada se reduz de Q1 para Q2. O maior preço está refletindo o valor econômico da escassez induzindo os consumidores a se ajustarem ao novo cenário. O total do valor adicional a ser pago é de P2-P1.

Já na sistemática da Resolução CNPE nº 3, de 2013, como o preço pago pelo consumidor não se ajusta e permanece em P1, não há esta redução de quantidades. O regulador mantém a quantidade em Q1. Mas, na nova curva de oferta das termoelétricas, S2, o novo custo marginal está em P3. A diferença P3-P1 atribuída aos geradores é maior que a diferença P2-P1, antes paga pelos consumidores. Ou seja, como não se permite o ajuste de quantidades, os consumidores continuam consumindo como se não houvesse um cenário de escassez. O sistema de preços simplesmente não cumpre a sua função que é transmitir a informação para o mercado de que há escassez relativa das fontes energéticas mais baratas e que cabe uma redução nas quantidades demandadas.

Note-se que não se trata apenas de uma transferência de ônus de consumidores para geradores. O custo que será pago pelos geradores é maior do que o custo que os consumidores deixam de arcar. Ou seja, há uma redução líquida da renda real da sociedade, gerando-se um típico peso morto. Como não se permite o funcionamento do mecanismo de mercado em resposta à escassez, ou seja, o ajuste de preços, não se ajustam as quantidades e o problema se torna bem maior do que naturalmente já seria em função do fenômeno físico da falta de águas.

O pior é que esta perda de renda real no curto prazo para os geradores deverá implicar preços maiores no longo prazo para os consumidores. Isto porque os preços são mais flexíveis em um

prazo mais longo dado que os contratos do mercado livre refletem negociações ocorridas anteriormente. Ou seja, o ônus maior agora se refletirá em contratos com preços maiores no futuro. Do exposto, para o Mercado Livre – ACL os preços serão majorados no curto prazo, uma vez que os contratos já refletirão este sobrecusto no preço da energia.

Para o Mercado Regulado – ACR, este incremento no preço da energia será repassado ao consumidor no médio prazo, conforme cláusulas contratuais constantes nos CCEARs e mecanismos de reajustes tarifários anuais.

Isto implica que a questão aqui é menos um problema de distribuição de renda e riqueza entre geradores e consumidores e mais de alocação do ônus entre os consumidores no presente e no futuro, não muito distante. A economia atual dos consumidores será compensada pelo repasse que inevitavelmente ocorrerá para preços em um horizonte não muito distante. Na verdade, há razões para acreditar que a conta a ser paga no futuro é maior que o benefício presente. Primeiro, porque como vimos as distorções geradas pelo não ajuste das quantidades tornam a conta realmente maior.

Segundo e, provavelmente o mais importante, o custo associado ao acionamento das termoelétricas foi repassado, no meio da vigência do contrato, dos consumidores para os geradores. Quando os contratos vigentes foram assinados, esta contingência regulatória era prevista e o ônus era alocado de uma forma. Tendo a contingência se realizado, o governo muda o contrato e aloca o ônus de outra forma. Ou seja, mesmo não havendo qualquer surpresa, o governo alterou *a posteriori* a incidência do custo de acionamento das termoelétricas, o que constitui uma verdadeira quebra de contrato. Representa um típico comportamento oportunista que caminha no sentido da expropriação de parte do investimento.

Infelizmente, os agentes econômicos engolem sapos no curto prazo, mas não no longo prazo. Dado que o investimento está feito, os agentes reclamam, mas incorporam o novo custo, a não ser que a expropriação seja tão elevada que a receita fique menor que o custo de oportunidade. Já no longo prazo, estas expropriações passarão a fazer parte da conta do valor presente do investimento. E como se sabe, se o valor presente se torna negativo e/ou sua variância fica muito alta, a decisão de investimento passa a sinalizar “sair” e não “entrar”. Mesmo segmentos que pudessem estar aparentemente ganhando no curto prazo com a medida, passam a incorporar mais e mais o maior papel da incerteza em sua decisão de investimento.

Note-se que não se tratam dos riscos de negócio já alocados contratualmente aos geradores. Estes já possuem uma distribuição estatística conhecida e realizações ruins geradas por eventos fora do controle dos agentes envolvidos, especialmente governo, que não vão alterar a estrutura decisória do investimento futuro. Já quando entra uma ação discricionária que está mais próxima de uma arbitrariedade do governo, entra em cena a definição de Knight sobre incerteza: “os investidores nem ao menos conhecem a distribuição de probabilidades associada, o que dificulta enormemente o cálculo econômico.”

A incerteza fica maior ainda considerando que se impôs a revisão retroativa da alocação do ESS, prevendo sua aplicação a partir de abril de 2013, considerando o rateio entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses. Como já dizia o ex-ministro Malan, no Brasil até o passado é incerto. Fica evidente a quebra de atos jurídicos perfeitos.

O problema não se limita a esta ou aquela expropriação específica, mas à possibilidade maior que será internalizada no cálculo econômico de que o governo incluirá mecanismos que destroem o equilíbrio financeiro do contrato sem compensação. E este problema tende a não se limitar apenas ao setor elétrico, mas a transbordar para o cálculo econômico de outros setores de infraestrutura. E o mais absurdo de tudo isso é que o investimento que não se realiza é um custo econômico que pouco se vê. Não se pode saber muito sobre aquilo que não aconteceu. Os governos muitas vezes vão culpabilizar o setor privado por sua falta de apetite em se arriscar, o que é no mínimo irônico. É como se acreditasse que o investimento privado deve constituir um ato de nacionalismo e não uma ação voltada para a obtenção de lucros.

De qualquer forma, a incerteza gerada por esta mudança de regras tem gerado uma retração da presença de geradores privados, mais sensíveis aos problemas derivados do cálculo econômico, nos leilões de energia de reserva.

Para se ter uma ideia, nem no primeiro e nem no quarto leilões de energia de reserva houve venda de energia de empresas estatais. No segundo leilão houve a maior participação de estatais via Furnas, Petrobrás e Eletrosul que atingiu 19% no total da energia vendida. Estes quatro leilões ocorreram entre 08/2008 e 08/2011, antes, portanto da Resolução CNPE nº 3, de 2013. No quinto leilão, ocorrido após a Resolução CNPE nº 3, em agosto de 2013, Chesf e Furnas pulam para 57% de participação. E isto correspondeu a uma diminuição do total de potência comercializada pelo setor privado, em média de 1.269,6 MW nos três últimos leilões para 648,9 MW no 5º leilão. O quadro abaixo sumaria estes dados.

**Leilões de Energia de Reserva: Percentual de Participação do Setor Público e Potência Comercializada do Setor Privado**

Leilão	Data	% Setor público	Total de Potência Comercializada pelo
--------	------	-----------------	---------------------------------------

			Setor Privado (MW)
1º	08/2008	0%	-
2º	12/2009	19%	1467,3
3º	08/2010	7%	1123,6
4º	08/2011	0%	1218,1
5º	08/2013	57%	648,9

Fonte: CCEE. Elaboração própria.

A mecânica dos incentivos econômicos aqui presente é, de fato, muito curiosa. Em geral, quando os agentes estão em regime de competição, cada um procura ter o menor custo possível e torce para que o outro não seja tão produtivo de modo a que se conquiste mais mercado e mais lucros. Na Resolução CNPE nº 3, de 2013, o governo inverte esta lógica. Agora o aumento do custo do concorrente se torna o meu custo. Se, ainda por cima, eu for muito produtivo com custo marginal muito baixo, a diferença com o custo do outro se torna maior, o que incrementa o que deve ser coberto. Todo o incremento de produtividade que eu tiver, terei que repassar para pagar o fato de que o governo resolveu acionar a produção do rival? Não há qualquer incentivo, portanto, a ser mais produtivo.

Um outro ponto importante é que o despacho termoelétrico fora da ordem de mérito constitui um comando do ONS sobre o qual os geradores não têm nenhuma possibilidade de influenciar. Além disso, quando se despacham mais termoelétricas para poupar os reservatórios, vários geradores de fonte hidroelétrica produzem menos, o que já implica prejuízo destes pela redução de receita. Agora, se está ainda aduzindo um incremento de custo pelo fato do Operador ter trocado a minha produção pela do outro? Gera-se uma dupla punição para os geradores hidroelétricos.

Note-se ainda o caso de outras fontes *back-up* da fonte hidroelétrica que não as termoelétricas, que já estão na verdade reduzindo o risco de racionamento com a sua própria oferta. Além

de um custo marginal inferior às termoelétricas, estas fontes são menos poluentes. Assim, contabilizando o custo marginal social, que inclui as externalidades negativas ao meio ambiente, estas fontes alternativas (assim como a própria geração hidroelétrica) geram uma contribuição à sociedade já bastante significativa.

Os custos de expansão para cada uma das fontes, observados nos leilões desde 2005, demonstram a disponibilidade de fontes alternativas a preços competitivos.

Fonte	Preço Médio (R\$/MWh)
Termoelétrica	184,74
Biomassa	178,64
Hidroelétrica	147,25
Eólica	126,09

Referência: Julho/2013

Cabe destacar o caso específico da energia eólica, que tem crescido de forma destacada na matriz energética brasileira nos últimos tempos e que apresenta um custo marginal inclusive menor que o da geração hidroelétrica. São relevantes os custos da Resolução CNPE nº 3, de 2013, para os geradores de energia eólica, que devem ser contrastados com o que eles evitam em termos de acionamento de termoelétricas. Simulações da ABEEólica indicam que o custo em abril de 2013 para um gerador eólico chegou a R\$ 5,00/MWh, totalizando um impacto negativo de R\$ 54.000,00 no mês. Se projetarmos este valor de abril a dezembro de 2013, o impacto negativo pode chegar a R\$ 486.000,00. Para um empreendedor que possui, por exemplo, 10 parques eólicos, que negociou sua energia no Leilão de 2009 e que iniciou sua operação em 2012, o impacto negativo seria da ordem de R\$ 4,86 milhões somente em 2013.

Somente em dezembro de 2012, a fonte eólica foi responsável por não serem incorridos cerca de R\$ 500 milhões em ESS-SE. Se

considerarmos o ano todo, a fonte eólica foi responsável por evitar cerca de R\$ 1,6 bilhões. Se as usinas eólicas não existissem, o total de encargos recolhidos seria de R\$ 3,4 bilhões, o dobro do valor realmente cobrado dos consumidores. O Gráfico abaixo mostra os ESS-SE com (azul) e sem (vermelho) as eólicas.



Fonte: ABEEólica

Apesar das varias inadequações, a Resolução CNPE nº 3, de 2013, incluiu importante alteração na metodologia de definição do preço de mercado de curto prazo, o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), efetuada em seu artigo 1º. Este último determina que os mecanismos de aversão ao risco (de escassez nos reservatórios) sejam inseridos nos programas utilizados atualmente para acionamento das usinas e formação de preços no atacado (PLD). De forma simplificada, os programas atuais de formação de preços estão “míopes” à escassez e não conseguem perceber que faltará água nas usinas hidroelétricas no médio prazo, comprometendo sua principal função. Desta forma, o programa continua acionando usinas hidroelétricas mantendo o preço no atacado baixo.

Este problema é corrigido, atualmente, pelo CMSE, que, observando a escassez, decide utilizar as termoelétricas e determina que as hidroelétricas reduzam sua produção. Com isso o preço do Mercado Curto Prazo – MCP continua baixo/reduzido, porém surgem encargos para ressarcir as usinas termoelétricas. Com a alteração dos programas, proposta no art. 1º da Resolução CNPE nº 3, de 2013, estes passam a internalizar no mecanismo de preços (o PLD), o risco de déficit de energia, acionando as termoelétricas com antecedência sem a necessidade de intervenção exógena do CMSE. Com isso o preço do MCP responderá de forma mais automática às reais condições de oferta e demanda do sistema, reduzindo o volume e o papel do ESS. Do exposto, o Projeto de Decreto Legislativo, de autoria do ilustre Deputado Arnaldo Jardim, sabiamente, não excluiu o artigo 1º da Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, o que seguimos o autor.

Há, de qualquer forma, uma importante questão institucional que resvala para o econômico na medida em que confunde a sinalização da estrutura decisória do sistema elétrico dentro do governo para os agentes econômicos. O CNPE, com sua composição interministerial, constitui uma instância com competência para a definição das diretrizes de longo prazo do setor e não para o microgerenciamento de regras específicas de comercialização do setor elétrico. O CNPE deveria se ocupar de definir as grandes linhas estratégicas de desenvolvimento do setor de energia, sendo que a sua utilização para alterar regras de forma inconsistente à racionalidade econômica representa um terrível retrocesso institucional. Este microgerenciamento deveria ser feito pelo órgão competente para tal, a ANEEL.

Um problema institucional maior é a persistente estratégia do governo de interventionismo em um mercado tão estratégico, quanto o de energia, ávido por investimentos e de longa maturação, subvertendo os incentivos e mecanismos de mercado existentes.

Em artigo recente, Claudio Salles<sup>1</sup>, resumiu de forma precisa a inadequação da Resolução CNPE nº 3, de 2013, dentro do contexto mais geral das políticas governamentais equivocadas para o setor elétrico:

*“Uso político das empresas estatais, uso eleitoral da tarifa, expropriação de caixa de agentes, interferências regulatórias retroativas... Pouco a pouco vão se somando os elementos que configuram um desarranjo institucional completo num setor que, pelas suas características (investimentos irreversíveis de longo prazo, compromissos contratuais medidos em décadas, receitas baseadas em demandas razoavelmente previsíveis, necessidade de alto grau de coordenação entre agentes etc), deveria ser marcado pela estabilidade legal e regulatória.....”*

*Se não houver recuo do governo várias empresas já adiantaram que entrarão na justiça. E uma eventual aposta do governo no clássico "deixe passar as eleições de 2014 que depois eu arrumo esta bagunça" é perigosíssima.*

*A insistência nesse modelo intervencionista, intempestivo e politizado gerará efeitos negativos irreversíveis que inevitavelmente respingarão sobre os próprios consumidores/contribuintes que, além de poderem se ver com problemas de déficit de oferta de energia pela insuficiência de investimentos, terão que pagar em suas contas de luz por todas estas artificialidades que foram empurradas para depois de 2014”.*

Acreditamos que os riscos apontados por Salles são muito reais. Todo o problema aqui diz respeito à tentativa do governo de forçar uma determinada redução das tarifas antes de saber se isto seria possível ou consistente com a expectativa do necessário e urgente incremento de investimento no setor. Em um prazo um

---

<sup>1</sup> Judicialização e Caos. Instituto Acende 15/03/2013.

pouco mais longo o que reduz tarifa é o aumento da oferta de energia acima da demanda. Medidas que minam o investimento no curto prazo estão fadadas a comprometer este mesmo investimento que se deseja fomentar. Não se pode deixar o populismo tarifário servir de farol para as decisões dos investimentos de infraestrutura no país, que pode vir a comprometer o crescimento futuro da economia nacional.

Dessa forma, somos pela **APROVAÇÃO** do Projeto de Decreto Legislativo nº 1.057, de 2013.

Sala da Comissão, em \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2013.

Deputado Guilherme Campos  
Relator

2013\_20179202