



# **A SELEÇÃO DE PROJETOS nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia**

*Nivalde J. de Castro*

*Roberto Brandão*



# A SELEÇÃO DE PROJETOS nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia

*Nivalde J. de Castro*  
*Roberto Brandão*

**TDSE**

Texto de Discussão  
do Setor Elétrico  
**Nº16**

Março de 2010  
Rio de Janeiro



# Índice



Introdução .....	7
1. Os Leilões de Energia Nova. ....	8
2. O ICB – Índice Custo Benefício .....	8
3. Análise de Custo Benefício de Novas Usinas. ....	11
4. Sobre as Receitas no Mercado de Curto Prazo .....	14
5. Impacto dos Cenários de Preços na Avaliação de Termoeletricas .....	15
6. Diferenças entre Custos e Preços no Sistema Elétrico Brasileiro. ....	16
7. Consequências da Diferença entre Preços e Custos para o Planejamento da Expansão da Geração .....	19
Considerações Finais .....	22
Apêndice .....	25
Referências .....	28



# A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia



*Nivalde J. de Castro  
Roberto Brandão*

## Introdução

O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, gestado e implantado entre 2003 e início de 2004, estabeleceu como objetivos fundamentais expansão da capacidade instalada com modicidade tarifária. O principal instrumento para atingir este duplo objetivo é o leilão por nova unidade produtiva de geração e transmissão pelo menor custo. Um aspecto a ser destacado no caso do segmento de geração é que o cálculo de custos dos projetos para efeito de seleção de projetos nos leilões apresenta uma nítida distinção entre usinas hidroelétricas e termoeletricas. Esta distinção tem por base a diferença dos custos variáveis (água sem custo x o custo do insumo energético) e o elevado grau de incerteza quanto ao nível de uso (despacho) futuro das usinas termoeletricas num sistema elétrico de base predominantemente hidroelétrica.

O objetivo central deste estudo é analisar a fundamentação econômica da metodologia adotada pelo Novo Modelo para seleção de projetos utilizada para avaliar os empreendimentos térmicos nos leilões de energia nova.

Trata-se de um estudo com base e preocupação eminentemente acadêmica que busca demonstrar e analisar a existência de “falhas metodológicas” que podem prejudicar a economicidade da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro. Este estudo foi elaborado ao longo de 2009. Ele foi desenvolvido apoiado em inúmeros seminários restritos e reuniões técnicas com os principais especialistas brasileiros sobre o assunto. Neste sentido, e devido a este caráter acadêmico-exploratório, críticas e comentários serão muito valorizados. A validação dos argumentos formulados e desenvolvidos aqui poderá contribuir para possíveis alternativas aos problemas analisados no estudo, buscando-se, em última instância, contribuir para dar maior consistência e eficiência ao Modelo brasileiro, que é o principal objetivo deste estudo e das linhas de pesquisa desenvolvidas pelo GESEL.

O estudo está estruturado em sete seções complementado com um apêndice. Na primeira seção, serão apresentados os objetivos e as características dos leilões de energia nova. A segunda seção analisa o ICB – Índice de Custo Benefício – fornecendo exemplos de como esta metodologia é utilizada nos leilões. Em seguida, é feita uma análise mais detalhada e minuciosa da análise de custo-benefício, com o intuito de mostrar que o ICB não mensura de forma adequada e precisa os efetivos benefícios dos projetos. A quarta seção demonstra que um componente do ICB, o custo econômico de curto prazo (CEC), mistura custos e benefícios. Na quinta seção, é formulado um exercício de avaliação de duas usinas em diversos cenários de preços a fim de sustentar a hipótese de que a atual metodologia do ICB pode favorecer projetos de centrais térmicas que tenham frequência esperada de despacho muito baixa em cenários de preços excepcionalmente reduzidos. Na sexta seção procura-se demonstrar que há uma discrepância entre o valor esperado dos custos calculados pelos modelos computacionais utilizados no planejamento e na operação do sistema e o valor esperado dos preços deles derivados. Esta discrepância gera distorção no sinal econômico e

prejudica a avaliação do mérito dos novos projetos de geração. Por fim, a sétima seção analisa três problemas derivados da dicotomia entre preços e custos demonstrada na seção anterior: trata-se do dimensionamento da carga que o sistema pode atender de forma econômica (carga crítica do sistema), do cálculo das garantias físicas das usinas e da geração de cenários de preços para a avaliação de novos empreendimentos térmicos. Por último são apresentadas as principais conclusões do estudo. Um apêndice é apresentado e destinado a demonstrar que o critério de seleção de projetos nos leilões de energia nova também deixa de precificar corretamente os riscos inerentes às diversas modalidades de contratação de energia. Isto equivale a dizer que a metodologia de seleção de projetos dos leilões não faz o ajuste, que seria metodologicamente correto, dos custos dos diversos projetos ao grau de incerteza inerente à estimativa de custos para cada um deles.

### 1. Os Leilões de Energia Nova

Os Leilões de Energia Nova (LEN), instrumento criado pela legislação do Novo Modelo, promulgada em 2004, são definidos, coordenados e organizados pelo MME e são executados pela EPE, Aneel e CCEE. O objetivo central dos leilões é garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e demanda de energia elétrica, primordialmente para o mercado cativo, através da contratação de longo prazo de novas usinas pelas concessionárias de distribuição. De acordo com Castro e Bueno (2007), a demanda de energia elétrica do mercado cativo é definida com base nas declarações de necessidade de energia apresentada pelas distribuidoras ao MME para um horizonte futuro de 3 e 5 anos. Desta forma, são estabelecidos os montantes de contratação de energia elétrica nova para os LEN de A-3 e A-5, que são realizados a cada ano<sup>1</sup>. O somatório de todas as estimativas de demanda dados pelas distribuidoras é agregado em um *pool* virtual que adquire em bloco a energia das novas usinas geradoras. O *pool* configura, assim, o que a ciência econômica denomina de *estrutura de mercado de monopsonio*, onde só há um comprador, mesmo que ele represente a demanda (compra) de várias distribuidoras. O resultado dos leilões é decidido pelo menor preço, tendo como parâmetro superior um preço-teto dado pela EPE. Desta forma, o governo mantém sob controle os parâmetros da política de modicidade tarifária, que é um dos fundamentos centrais do Novo Modelo. São vencedores nos LEN os empreendimentos que oferecem os menores custos por MWh. Os novos empreendimentos, quase sempre estruturados em SPE's – Sociedades de Propósito Específico – por exigência do BNDES, assinam contratos de longo prazo com todas as distribuidoras que declararam demandas ao MME. A duração dos contratos depende do tipo de fonte energética: normalmente de 15 anos para centrais térmicas e 30 anos para hidroelétricas.

Os LEN têm atraído projetos de usinas térmicas (com nítida predominância de usinas a óleo combustível) e em menor escala de usinas hídricas e de energias alternativas. A oferta de empreendimentos nos leilões vem sendo sempre maior que a demanda do *pool*, o que demonstra que os leilões são um instrumento adequado de ajuste entre oferta e demanda de energia, conforme a análise realizada por Castro e Bueno (2007), atraindo projetos e viabilizando a expansão da capacidade instalada de geração. A predominância de usinas térmicas deve-se, em boa medida, à paralisação dos estudos de inventários para aproveitamentos hídricos no período anterior à criação da EPE. Outra variável que explica a falta de oferta de usinas hidroelétricas, segundo Castro (2007), são as dificuldades e os atrasos na outorga de licenciamento para os projetos hidroelétricos.

As regras dos LEN que interessam ao presente estudo são os critérios adotados para a comparação e seleção dos melhores projetos de geração térmica. A seleção é feita com base no Índice de Custo Benefício (ICB). Este índice procura medir o custo por MWh da garantia física de cada empreendimento. Esta metodologia será analisada na próxima seção.

### 2. O ICB – Índice Custo Benefício

O ICB é uma estimativa do custo de um MWh de garantia física<sup>2</sup> de uma usina contratada por disponibilidade. A modalidade de contratação por disponibilidade vem sendo utilizada nos Leilões de Energia Nova para as usinas termoeletricas, correspondendo, grosso modo, a um “aluguel da fábrica” por parte das distribuidoras. O empreendimento termoeletrico vencedor do LEN recebe durante 15 anos uma receita fixa indexada ao IPCA. Com base nesta receita fixa, o empreendedor se compromete a construir manter e operar a usina. Cada distribuidora, além de arcar

<sup>1</sup>Os LEN de projetos estruturantes, como as usinas do Madeira, são realizados como eventos especiais que atendem à demanda prevista para um horizonte de cinco anos ou mais.

<sup>2</sup>O conceito e o cálculo da garantia física serão discutidos em detalhe no próximo capítulo.



com o custo correspondente à receita fixa, proporcional à parcela da energia total do empreendimento por ela contratada, fica com a responsabilidade de pagar os custos variáveis associados à operação da usina. Assim a distribuidora assume, em nome do consumidor, os encargos decorrentes da incerteza quanto ao regime de chuvas e ao nível efetivo de despacho da usina. Em compensação as distribuidoras têm garantido o repasse dos custos decorrentes das incertezas hidrológicas para os consumidores cativos na data do reajuste tarifário anual.

A estimativa do ICB é feita sob o ponto de vista da distribuidora que pretende contratar uma usina por disponibilidade. Os empreendimentos com menor custo esperado por MW de garantia física são considerados melhores e são favorecidos nos leilões. De acordo com a EPE (2007), o cálculo do ICB apresenta três componentes:

- i. Receita Fixa (RF) do empreendimento que, do ponto de vista da distribuidora, constitui um custo fixo;
- ii. Custo de Operação (COP): é o custo variável incorrido com o despacho da usina. É função basicamente do gasto com combustíveis, e;
- iii. Custo Econômico de Curto Prazo (CEC): é a diferença entre o montante de energia gerado e a garantia física da usina, valorada pelo PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) vigente no mês.<sup>3</sup>

A Receita Fixa (RF) e o Custo de Operação (COP) são de apuração direta. A RF é decidida no leilão e consta do contrato de comercialização de energia. Já o COP é definido pelo número de MWh despachados multiplicado pelo Custo Variável de Unitário (em R\$/MWh) da usina.

Já o Custo Econômico de Curto Prazo (CEC) é de apuração menos intuitiva, sendo função tanto do nível de despacho como dos preços do mercado *spot*. O CEC é, a cada período de apuração, a diferença, entre a energia gerada efetivamente e a energia comercializada através do contrato por disponibilidade, valorada ao PLD.

A lógica por trás do CEC é que, quando a usina térmica não é despachada, a distribuidora que contratou a usina térmica como lastro para seu consumo tem que comprar a energia física correspondente no Mercado de Curto Prazo (MCP). Isto ocorre porque a distribuidora com um contrato por disponibilidade consumiu energia sem que houvesse geração, o que a obriga a um ajuste no MCP: a energia que foi consumida, mas não foi gerada, tem que ser comprada ao PLD vigente. Dito de outro modo: quando o custo da energia valorada pelo Custo Marginal de Operação (CMO) é menor do que o CVU da usina, sempre é vantagem deixar a usina parada e atender à demanda contratada comprando energia mais barata no MCP. As regras do Modelo impõem este procedimento. No caso oposto, isto é, quando o CMO é maior ou igual ao CVU, a usina é chamada a despachar por ordem de mérito econômico, ou seja, pelo seu custo por MWh. Neste caso é mais barato gerar do que comprar energia mais cara de outras usinas. Mas também pode haver uma liquidação no MCP nesta circunstância, pois algumas usinas geraram mais energia que sua garantia física. As distribuidoras que detêm contratos por disponibilidade com estas usinas têm receitas no MCP com a geração extra. Esta energia excedente à garantia física não pode, pela legislação em vigor, ser comercializada em contratos de longo prazo nem lastrear consumo, sendo destinada exclusivamente ao MCP. Pelos contratos por disponibilidade esta energia excedente pertence às distribuidoras, na proporção da garantia física contratada e as receitas provenientes de sua venda no MCP constituem créditos na CCEE em seu favor.

Merece destacar que uma usina térmica só tem receitas no MCP quando a sua disponibilidade – ou seja, capacidade produtiva – é maior que a garantia física, o que só ocorre em alguns casos. A garantia física coincide com a dis-

<sup>3</sup>A fórmula do ICB é a seguinte:

$$ICB = \frac{RF}{8760 \cdot QL} + \frac{COP + CEC}{8760 \cdot GF}$$

Onde:

**RF** é a Receita Fixa acertada no leilão.

**QL** é a Quantidade de Lotes de 1MW comercializados no leilão, cada lote correspondendo a 1MW da garantia física da usina.

**COP** é o Custo Operacional, isto é, a quantidade de MWh despachados multiplicada pelo Custo Variável da Geração Unitário do declarado.

**CEC** é o Custo Econômico de Curto Prazo, que é a diferença, positiva ou negativa, entre o despacho medido e a garantia física da usina, valorada pelo PLD vigente no mês. Nos exemplos fornecidos mais à frente, se optou por calcular o ICB diretamente como custo por MWh de garantia física, sem calcular os custos anuais para depois dividi-los pelo produto da quantidade de lotes ofertada no leilão multiplicada pela quantidade de horas de um ano (8760). Ambas as formas de cálculo são matematicamente equivalentes.

ponibilidade<sup>4</sup> para as térmicas com CVU baixo ou para as que têm altos níveis de geração inflexível. Já as térmicas com CVU alto, justamente as que dominaram os leilões de A-3 e A-5 realizados em 2007 e 2008, e que são despachadas com frequência baixa, têm a garantia física fixada em um nível inferior à disponibilidade. Estas usinas dão origem a receitas no MCP sempre que são despachadas, pois geram toda a sua disponibilidade, mas só vendem em contratos até o limite da garantia física. A energia que excede à Garantia Física (GF) é necessariamente vendida no MCP, sendo remunerada pelo PLD da ocasião. Quando tais usinas firmam contratos por disponibilidade com as distribuidoras, as receitas no MCP são apropriadas pelas contratantes, contribuindo para diminuir o custo líquido da energia.

A título de ilustração da relação entre garantia física e disponibilidade são apresentados dois casos selecionados entre as usinas vencedoras dos leilões de 2007.

- i. A UTE MPX, rebatizada de Energia Pecém, é uma térmica a carvão com CVU baixo (R\$ 82,21 por MWh). Sua garantia física coincide com a disponibilidade (ambas são de 631 MW).
- ii. A UTE Viana é uma térmica a óleo com CVU alto (R\$ 267,15 por MWh) e uma disponibilidade bastante acima de sua garantia física, respectivamente 163,99 MW e 121,50 MW.

As distribuidoras detentoras de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com a UTE Viana terão ajustes positivos na CCEE, isto é, receitas, sempre que ela for chamada a despachar por ordem de mérito. O excedente gerado, no caso, 42,49 MW, pertencerá aos detentores dos CCEAR na proporção do volume contratado por cada um e será comercializado no MCP em seus nomes. Já as distribuidoras com contratos com a Energia Pecém (MPX) não auferem receitas no MCP quando ela despacha, uma vez que não há geração de energia excedente à garantia física.

É apresentado a seguir exemplo que permite visualizar e entender os componentes do cálculo do ICB – Índice Custo Benefício. A Tabela 1 traz os componentes do ICB da UTE Viana calculados para diferentes valores de PLD.

- O Custo Fixo (coluna 1) é constante em R\$ 59,66 por MW de garantia física e corresponde à Receita Fixa do empreendedor.
- O COP – Custo Operação (coluna 2) – só é incorrido quando o PLD é igual ou superior ao CVU. É preciso assinalar que o COP é proporcional ao custo do despacho de 163,99 MW (disponibilidade) e não apenas à GF da Usina (121,50 MW). Portanto, quando a usina é chamada a despachar, para cada MW de GF é gerado mais de um MW e a distribuidora se encarrega do pagamento de todo o custo operacional.<sup>5</sup>
- O CEC – Custo Econômico de Curto Prazo (coluna 3) – corresponde ao PLD quando a usina não é despachada, expressando a compra no *spot* da energia que foi comercializada, mas não foi gerada. Porém quando há despacho, o CEC se transforma em receita, isto é, torna-se negativo. Neste caso o CEC é proporcional à venda no MCP da energia produzida em excesso à garantia física (42,49 MW para os 121,50 MW de garantia física), valorado ao PLD do momento.<sup>6</sup> O ICB em cada mês (coluna 4) é simplesmente a soma dos três componentes: Custo Fixo, COP e CEC (1+2+3).

No caso da UTE Viana, o ICB apurado em bases mensais é máximo (R\$ 326,81/MWh) quando o PLD é igual ao CVU (R\$ 267,15). Neste momento, a usina é chamada a operar e a distribuidora arca com os custos operacionais. Há receita com vendas no MCP, mas ela é valorada a um PLD relativamente baixo. Com uma alta adicional do PLD, o ICB diminui em razão do aumento das receitas no MCP. Com o PLD a R\$ 520,00/MWh, o ICB cai para R\$ 238,39/MWh.

Para efeito de classificação dos empreendimentos térmicos nos leilões, é calculado o ICB médio de uma simulação de dois mil cenários de preços, cada um com dez anos de duração. Dado o cenário de preços utilizado pela EPE para calcular o ICB nos leilões de 2007, resultou para a UTE Viana um ICB médio de R\$ 133,21/MWh.

<sup>4</sup>A disponibilidade é a energia máxima que a usina se compromete a gerar, já descontadas paradas planejadas de manutenção e paradas por problemas técnicos.

<sup>5</sup>Para expressar este custo em R\$/MWh de garantia física é preciso multiplicar o CVG pela razão entre a disponibilidade e a garantia física:  $(163,99/121,50) * 267,15 = 360,58$ .

<sup>6</sup>Para expressar este custo em R\$/MWh de garantia física é preciso multiplicar o PLD pela energia excedente produzida para cada MWh de GF. Para o PLD a R\$ 400,00/MWh a conta é:  $(163,99-121,50)/121,50 * 400,00 = 139,88$ .

Tabela 1  
UTE Viana: Cálculo do ICB mensal e de seus componentes. (em R\$/MWméd de Garantia Física)

PLD	Custo Fixo	COP*	CEC**	ICB
	1	2	2	4 = 1+2+3
20,00	59,66	–	20,00	79,66
60,00	59,66	–	60,00	119,66
150,00	59,66	–	150,00	209,66
267,15	59,66	360,58	(93,43)	326,81
400,00	59,66	360,58	(139,88)	280,35
520,00	59,66	360,58	(181,85)	238,39

\*COP = Disponibilidade/Garantia Física \* PLD

\*\* Para PLD < CVU, CEC = PLD

Para PLD > = CVU, CEC = ((Disponibilidade – Garantia Física)/Garantia Física)\*PLD

Elaboração: Gesel, IE-UFRJ.

### 3. Análise de Custo Benefício de Novas Usinas

O uso do ICB, indicador baseado na análise de custo-benefício (*Cost Benefit Analysis* ou CBA) para selecionar projetos nos leilões de energia nova é uma escolha peculiar. A metodologia de Análise Custo Benefício costuma ser empregada na avaliação de projetos e intervenções econômicas realizados com o apoio do Estado, que têm custos ou benefícios para a sociedade que não podem ser quantificados em termos monetários de forma imediata.<sup>7</sup> A análise de custo-benefício não é comumente empregada em projetos que têm custos e benefícios expressos diretamente em dinheiro, como é o caso do setor de energia, sendo nestes casos preferida alguma variante da avaliação por fluxo de caixa descontado. A metodologia da análise de custo-benefício é usada com frequência para a seleção de projetos no setor de transporte, que têm benefícios econômicos que não se limitam às tarifas cobradas dos usuários. Por exemplo, uma nova linha de metrô muitas vezes não se justifica apenas pela receita adicional com passagens, mas pode trazer benefícios para o trânsito que, quando expressos em termos monetários, justificam um aporte de recursos públicos para viabilizar o empreendimento. Outros usos desta técnica podem ser encontrados nas análises de projetos ligados às áreas de educação, saúde e meio ambiente, que envolvem custos ou benefícios sociais de natureza não diretamente monetária e que, portanto, se adéquam a uma avaliação pela análise de custo-benefício.

Mesmo não sendo a metodologia mais adequada para projetos de energia, que têm custos e benefícios de fácil quantificação, a análise de custo-benefício foi utilizada neste estudo a fim de melhor dimensionar as limitações específicas da metodologia utilizada para selecionar projetos de energia térmica. Foram identificados dois problemas principais com o ICB:

- i. Não há a preocupação em expressar o benefício (garantia física) em termos monetários. Este lapso permitiu que passasse despercebido que os custos das geradoras térmicas estavam sendo avaliados usando cenários de preços incompatíveis com o valor da energia comercializada.
- ii. O segundo problema, que será analisado na seção IV, decorre de uma incongruência no tratamento dos custos e receitas da liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo.

O primeiro problema a ser destacado é o seguinte:

A metodologia de seleção de projetos utilizada nos leilões de energia nova não expressa em valores monetários os benefícios dos projetos.

<sup>7</sup>Ver BOARDMAN. A, et al. (2005).

O ICB é uma razão entre os custos e a quantidade total de energia comercializada (seu “benefício energético”), medida em MWh e não em Reais. Ora, em uma análise de custo-benefício a avaliação dos empreendimentos deve sempre ser feita usando uma unidade monetária comum. Ao não fazer uma medida econômica dos benefícios, o ICB vai contra um dos princípios básicos de uma análise de custo benefício: que todos os custos e benefícios devem ser denominados em valor monetário. Isto porque o objetivo não deve ser apenas o de classificar os projetos: o critério básico é que os benefícios dos projetos devem pelo menos igualar os custos. Portanto deve-se verificar quais projetos representam agregação de valor e quais têm custos excessivos em relação aos benefícios esperados.

Não é difícil estimar o benefício econômico da energia comercializada (garantia física). Na verdade, há várias formas de fazê-lo. Pode-se tomar como referência, por exemplo, o preço da energia dos leilões do ambiente de contratação regulada ou o custo dos contratos bilaterais de energia de prazo mais longo no mercado livre. Outra forma de estimar o valor da energia é pelo preço esperado no mercado *spot* (PLD), pois no longo prazo o preço da energia contratada a prazos dilatados não pode se afastar excessivamente do preço *spot* esperado.<sup>8</sup>

A valoração da energia pelo preço esperado no mercado *spot* será utilizada aqui para avaliar a energia comercializada pelos novos empreendimentos de geração. Isto será feito por duas razões.

A primeira é que o PLD é o custo de oportunidade<sup>9</sup> da energia. E, portanto, atende ao principal critério da análise de custo benefício para a quantificação monetária do valor econômico. No caso em análise, todo o lastro não vendido em contratos de longo prazo por uma usina pode ser comercializado no MCP, sendo remunerado ao PLD corrente. Assim o PLD é o custo de oportunidade do gerador que dispõe de lastro para venda. Já um consumidor que contratou energia e não deseja consumi-la em um dado momento, é remunerado ao PLD por esta energia contratada e não utilizada. Assim o PLD também é o custo de oportunidade pela ótica do consumo.<sup>10</sup>

A segunda razão para utilizar o preço esperado no *spot* para avaliar a energia comercializada é de ordem prática: o cálculo do ICB já usa cenários de preços gerados por modelos computacionais para estimar os custos de operação (COP) e os custos da liquidação no mercado de curto prazo (CEC) de empreendimentos térmicos. Utilizando as mesmas premissas de preços para estimar tanto custos como benefícios é possível testar se os cenários de preços utilizados são consistentes, análise esta que será desenvolvida em seguida.

Ao se dimensionar os benefícios dos projetos que se sagraram vitoriosos nos últimos leilões de energia nova (2007 e 2008) usando os cenários de PLD utilizados para determinar os custos das geradoras térmicas (ICB), pode-se perceber, de forma bem objetiva, que houve uma distorção na avaliação dos projetos. Isto porque os cenários de preços utilizados para determinação dos custos têm implícitos valores esperados para o PLD incompatíveis com os custos da energia contratada: a energia foi contratada a um custo que supera o PLD esperado, o que equivale a afirmar que os custos dos projetos contratados superam os benefícios esperados com estes projetos. Dito de outro modo, a crer nos cenários de preços utilizados para cálculo do ICB, a energia contratada nos leilões teria um custo maior que o custo de oportunidade e, portanto, não deveria ter sido contratada.

Nos leilões de 2007, por exemplo, a avaliação dos projetos térmicos pelo ICB foi feita a partir das planilhas de preços (PLD) do plano decenal 2006-2015. A Tabela 2 exibe os preços médios esperados para cada sub-mercado, todos com valores em torno de R\$ 85,00 por MWh.

<sup>8</sup>Em um cenário onde o PLD esperado é maior que o custo da energia em contratos longos, a decisão racional seria contratar novos empreendimentos de geração. Por outro lado, se o preço esperado no *spot* é menor que o custo de expandir o sistema, não há racionalidade econômica em contratar nova capacidade de geração: neste caso, mais valeria atender a uma carga adicional utilizando de modo mais intenso as termoeletricas existentes. Assim, o preço esperado no *spot* para períodos longos tende a se aproximar do custo da energia em contratos longos.

<sup>9</sup>O custo de oportunidade é o valor da alternativa de remuneração econômica mais próxima que o agente econômico tem para consumir ou utilizar um bem ou serviço.

<sup>10</sup>Os preços praticados no leilão de energia nova só estão acessíveis a empreendimentos novos e, portanto, não são um custo de oportunidade para os geradores de uma forma geral. O preço da energia em contratos bilaterais de longo prazo no Mercado Livre se presta melhor a ser um custo de oportunidade para geradores, pois tais contratos são uma alternativa de contratação para qualquer gerador que tenha lastro disponível para venda. Não se trata, porém de um custo de oportunidade para o mercado como um todo, pois, da parte dos consumidores, apenas aqueles que já são livres ou são potencialmente livres têm a alternativa a contratação de longo prazo no ACL. O PLD é, portanto, a única opção de comercialização de energia que vale para todos os agentes, constituindo-se no melhor candidato para definir o custo de oportunidade para o mercado de energia.

Tabela 2  
Plano Decenal 2006-2015 PLD médio por sub-mercado. (em R\$/MWh)

Submercado	PLD
Norte	85,73
Nordeste	84,82
Sudeste Centro Oeste	87,54
Sul	83,77
<b>Média</b>	<b>84,46</b>

Fonte: EPE. Planilha do plano decenal 2006-2015.

Se o custo de oportunidade da energia está em torno de R\$ 85,00 por MWh só faz sentido contratar novos geradores com custos de energia iguais ou inferiores a este preço. Porém não é isto o que ocorreu nos leilões. A Tabela 3 exibe os resultados do Leilão de Energia Nova A-5 de 2007 em contratos com geradoras hídricas (primeiro bloco da tabela) e térmicas (segundo bloco). Constata-se que o custo da energia de *todos* os empreendimentos ultrapassa os benefícios medidos pelo PLD esperado (Tabela 2). Na primeira coluna consta o nome dos empreendimentos. Na segunda coluna estão os preços da energia vendida pelas hidrelétricas ou o ICB para as térmicas. Na terceira coluna está a razão Custo/Benefício, que é o custo que consta na segunda coluna, dividido pelo preço esperado da energia no submercado em que a usina opera (conforme a Tabela 2). Como só se faz sentido selecionar projetos com razão custo-benefício igual ou menor que 1 (custos menores ou iguais aos benefícios) e os projetos em questão foram avaliados entre 1,44 e 1,57 a análise custo-benefício rejeitaria todos os empreendimentos.

Tabela 3  
Resultados do 5º Leilão de Energia Nova de 2007 Contratação de empreendimentos A-5

Hidroelétricas			
Nome	R\$/MWh	Custo/Benefício	Mercado
Funil	125,90	1,44	SE
São Domingos	126,57	1,45	SE
Foz do Chapecó	131,49	1,57	S
Serra do Facão	131,49	1,50	SE
Estreito	126,57	1,48	N
Termelétricas			
Nome	R\$/MWh	Custo/Benefício	Mercado
Termomaranhão	128,95	1,50	N
Santa Cruz Nova	129,64	1,48	SE
MPX	125,95	1,48	NE
Suape II	131,49	1,55	NE
Maracanau II	130,95	1,54	NE

Fonte: CCEE. Elaboração Gesel, IE-UFRJ.



Na verdade, o que transparece da Tabela 3 é que a avaliação dos empreendimentos no leilão foi feita a partir de cenários de preços pouco realistas. Se havia disposição de comprar energia a mais de R\$ 130 por MWh, o correto seria trabalhar com cenários de preços nesta faixa para determinar os custos de novos empreendimentos de geração térmica, pois no longo prazo não se pode supor que os custos superem sistematicamente os preços da energia ou que os agentes econômicos estejam dispostos a firmar contratos com um custo esperado substancialmente maior do que o valor esperado da energia no mercado *spot*. Neste sentido, seria mais correto avaliar os novos empreendimentos usando cenários com preços iguais aos custos do empreendimento mais caro que se esteja disposto a contratar no leilão.

Não se trata aqui de uma objeção de caráter puramente acadêmico e abstrato. O planejamento da expansão da geração também tem a preocupação de contratar novas unidades de geração somente na medida em que seu custo não supere o custo de operar o sistema com o uso mais intenso de termoeletricas. É este raciocínio que está expresso na identidade entre o Custo Marginal de Operação (CMO) projetado deve ser igual ao Custo Marginal de Expansão (CME).

No caso específico dos leilões, não é correto avaliar os novos empreendimentos de geração usando cenários de preços que não reflitam o custo da energia produzida pelos novos empreendimentos. A utilização de preços anormalmente baixos no cálculo do ICB introduz um forte viés em favor de usinas que apresentam custos reduzidos nestes cenários, mas que se mostram caras em cenários de preços mais elevados, compatíveis com o custo das usinas mais caras contratadas em leilão.

Para melhor ilustrar este ponto serão apresentadas, na seção 5, simulações para os custos de termoeletricas usando cenários com preços mais elevados do que os originalmente utilizados. Antes, porém, pretende-se examinar outra inconsistência metodológica do ICB que, embora de menor importância, merece ser corrigida para se poder formar uma base de comparação adequada em conformidade com os preceitos da análise de custo-benefício.

## 4. Sobre as Receitas no Mercado de Curto Prazo

A metodologia de análise de custo-benefício requer a correta quantificação, em valores monetários, de todas as entradas (benefícios) e saídas (custos) de recursos. Na metodologia do ICB adotada pelo setor elétrico brasileiro, mais especificamente na parte relativa ao cálculo do Custo Econômico de Curto Prazo (CEC), há uma mistura entre receitas e despesas, situação esta que introduz uma distorção na avaliação dos projetos. Segundo a EPE:

*A fórmula [de cálculo do CEC- Custo Econômico de Curto Prazo] leva a um custo positivo quando a usina tem que “comprar” energia para honrar seu contrato, ou seja, quando sua Geração mensal [...] for inferior à sua Garantia Física, e leva a um “custo negativo” (receita) em caso contrário. (2007, p. 12)*

As receitas no Mercado de Curto Prazo (MCP), que são fruto da geração de um volume de energia superior à garantia física da usina, devem ser entendidas e lançadas como *benefícios* e não como *custos negativos*.

O correto de acordo com a análise de custo benefício é:

- i. Lançar como benefícios tanto o valor da garantia física como as receitas esperadas no Mercado de Curto Prazo (parte “negativa” do CEC).
- ii. Assumir como custos: o custo fixo (que corresponde à Receita Fixa do empreendimento); as despesas com a operação da usina (COP) e; as despesas no MCP (parte “positiva” do CEC).

Como esta metodologia, na avaliação dos autores, é a mais correta do ponto de vista de uma análise de custo benefício, ela será adotada nas simulações que serão efetuadas a seguir para apuração da razão Custo/Benefício<sup>11</sup>.

O erro contábil na classificação das receitas no MCP introduz uma distorção na análise somente quando a usina tem efetivamente receitas no MCP, isto é, quando a capacidade de geração contínua de energia da usina (disponibilidade) ultrapassa a sua garantia física. E a distorção é tão mais pronunciada quanto maior é esta diferença e maior a frequência de despacho da usina, estimada de acordo com os cenários de preços.

<sup>11</sup>Em uma avaliação usando a metodologia do fluxo de caixa descontado a distinção entre custos e benefícios não se aplicaria. Neste tipo de metodologia, mais comumente empregada para projetos de energia, o que interessa são os fluxos de caixa líquidos. Foram mantidos, porém, os pressupostos metodológicos da análise de custo-benefício.

Foram refeitos os cálculos para uma das usinas do leilão A-5 de 2007, a Maracanaú II, usando os cenários de preços do próprio Plano Decenal. A razão Custo/Benefício passou de 1,54 para 1,51 quando as receitas no MCP passaram a ser lançadas como benefício. Trata-se de uma diferença relativamente pequena, de apenas 2%. Entretanto, utilizando cenários com PLD mais elevado, em que a usina é despacha com frequência maior e as receitas no MCP são mais importantes, a distorção provocada pela atual metodologia torna-se mais pronunciada.

## 5. Impacto dos Cenários de Preços na Avaliação de Termoelétricas

O uso de cenários com preços de energia compatíveis com os custos da expansão do sistema introduz mudanças importantes na avaliação do valor econômico dos projetos de geração e na seleção de projetos.

A avaliação de custos e benefícios dos empreendimentos com cenários de preços abaixo dos custos apurados no próprio leilão produz um sinal econômico equivocados. Como foi visto nos dados apresentados na Tabela 3, uma análise de custo benefício indicaria que todos os projetos são economicamente inviáveis ao custo de oportunidade que se desprende do plano decenal – o que não faz sentido, dada a necessidade de contratação de nova capacidade de geração. Porém o mais importante é que os custos dos diversos projetos são impactados de forma diferente caso sejam adotados cenários de preços anormalmente baixos, favorecendo projetos de térmicas que tenham menor custo líquido de geração em um ambiente de preços excepcionalmente reduzidos.

Procurou-se colocar à prova esta hipótese avaliando dois dos empreendimentos vencedores no leilão A-5 de 2007 usando séries de preços com valores médios mais próximos dos que vêm sendo apurados nos Leilões de Energia Nova e substancialmente maiores que os do Plano Decenal 2006-2015. Os empreendimentos escolhidos foram as UTE MPX (rebatizada posteriormente como Energia Pecém), movida a carvão importado, e a UTE Maracanaú II, movida a óleo combustível, ambas localizadas no sub-mercado Nordeste.

A simulação utilizou séries de preços do Programa Mensal de Operação (PMO) do ONS, de dezembro de 2008, para calcular tanto o ICB quanto a razão Custo/Benefício. O uso das séries de preços geradas pelo PMO deve ser tomado com algumas reservas. As reservas cabem, sobretudo, pela utilização de preços gerados por uma configuração do *newave* para operação do sistema, que tem importantes diferenças com relação à configuração usada no planejamento. As principais delas são:

- i. O uso de uma função de custo de déficit com quatro patamares, enquanto o planejamento usa uma função com apenas um patamar.
- ii. A dependência excessiva do nível corrente dos reservatórios, das afluições e da carga.

Para minorar o peso excessivo do armazenamento e das afluições, foram utilizadas séries de doze meses correspondentes a períodos iniciados pelo menos dois anos à frente da data de elaboração do PMO. Mesmo com estas ressalvas, considerou-se que a distribuição de preços dos cenários utilizados pode ser considerada representativa, o que autoriza uma análise preliminar do impacto de cenários de preços de curto prazo mais elevados na avaliação dos empreendimentos de geração térmica.

A Tabela 4 exibe as características técnicas e comerciais das duas centrais térmicas escolhidas para o exercício. A diferença mais marcante entre elas é que a MPX (Energia Pecém) tem vocação para geração de energia na base do sistema, em virtude de seu baixo Custo Variável de Unitário (CVU), de R\$ 82,18 por MWh. Já a Maracanaú II, tem um CVU alto, de R\$ 256,91 por MWh. Outra diferença é que a MPX tem a garantia física (GF) igual à disponibilidade, ao contrário da Maracanaú II, que tem a GF cerca de 17% abaixo de sua capacidade máxima de geração contínua.

Tabela 4  
UTEs MPX e Maracanaú II: Principais características técnicas e comerciais

Item	MPX	Maracanaú II	Unidade
Custo Variável	82,21	256,91	R\$/MWh
Garantia Física	630,0	53,3	MWh
Disponibilidade	630,0	64,5	MW méd
Receita Fixa	417.424.381	27.209.797	R\$/ano

Fonte: CCEE, MME, EPE. Elaboração Gesel IE-UFRJ.

A Tabela 5 apresenta na primeira linha os preços médios dos cinco cenários utilizados para estimar custos e benefícios. O cenário de referência é o das séries de PLD do Plano Decenal, que foi efetivamente utilizado para a seleção de projetos no leilão A-5 de 2007 (PLD médio de R\$ 84,82). Já as séries de preços tomadas do PMO de dezembro têm PLD médio no intervalo que vai de R\$ 137,65 (doze meses encerrados em janeiro de 2012) até R\$ 168,62 (doze meses encerrados em outubro de 2012). Nas linhas mais abaixo estão os resultados simulação para cada uma das UTE, indicando tanto o ICB e como a razão Custo/Benefício.

Tabela 5  
UTEs MPX e Maracanaú II ICB e Razão Custo/Benefício em vários cenários de preços

Preço ou Indicador	Plano Decenal	PMO de dezembro de 2008			
		137,65	148,53	158,99	168,62
PLD	84,82	137,65	148,53	158,99	168,62
<b>MPX</b>					
ICB	125,94	136,08	137,87	140,07	141,91
Custo/Benefício*	1,48	0,99	0,93	0,88	0,84
<b>Maracanaú II</b>					
ICB	130,95	166,96	173,82	180,41	186,10
Custo/Benefício*	1,51	1,28	1,19	1,17	1,10

\*Custo = Custo Fixo + Custo Operacional + Despesas no MCP.

Benefício = Valor da Garantia Física + Receitas no MCP.

Fontes: EPE, Planilha do Plano Decenal 2006-2015, CCEE, Resultado do leilão A-5 de 2007, ONS, PMO Dezembro 2008. Elaboração Gesel, IE-UFRJ.

A UTE MPX, que não é viável com os preços baixos utilizados para a avaliação original do leilão (Custo/Benefício de 1,48 com PLD médio de R\$ 84,82/MWh), torna-se um bom projeto com cenários de preços maiores que R\$ 137/MWh (Custo/Benefício entre 0,99 e 0,84). Este é um projeto tão mais vantajoso quanto maiores são os preços utilizados no cenário de referência.

Já a Maracanaú II não é viável em nenhum dos cenários avaliados, pois seus custos sempre superam os benefícios: sua razão Custo/Benefício, que é de 1,51 no cenário de preços do Plano Decenal, oscila de 1,28 com um cenário de preços médios de R\$ 137,65 até 1,10 para preços médios de R\$ 168,62.

## 6. Diferenças entre Custos e Preços no Sistema Elétrico Brasileiro

Foi possível constatar através da análise realizada na seção V que os cenários de preços utilizados para a avaliação de empreendimentos térmicos nos leilões têm grande influência nos resultados da seleção de projetos, podendo levar à aceitação de projetos que uma avaliação mais criteriosa consideraria questionáveis. Porém, em uma análise mais profunda, o valor de todos os projetos de geração, e não apenas dos projetos térmicos, decorre da forma como é valorada a energia. A garantia física, que é o principal ativo econômico de qualquer usina, é calculada através do uso de simulações que utilizam cenários de custos (CMO). Qualquer inconsistência no cálculo das garantias físicas, por exemplo, pode distorcer a competitividade relativa dos empreendimentos e tornar o resultado da seleção de projetos ainda mais precário.

Pretende-se demonstrar na seqüência que a atribuição de valor da energia no Brasil é um problema de extrema complexidade:

*Os modelos de operação do sistema e de comercialização de energia têm um encaixe imperfeito, de forma que a energia acaba sendo valorada de forma distinta nas duas esferas.*



Em princípio os preços deveriam refletir os custos calculados pelos modelos computacionais utilizados na operação e no planejamento do sistema, mas na prática não é isto o que acontece. A correspondência imperfeita entre os custos dos modelos computacionais (CMO) e os preços de liquidação das diferenças (PLD) calculados com base naqueles custos, resultam distorções para o planejamento do sistema de uma forma geral e para a avaliação de novos empreendimentos de geração em especial, como será visto na seção VII.

O valor da energia elétrica no Brasil é calculado a partir da otimização do despacho do sistema elétrico. A fonte do valor está em uma lógica de despacho baseada em custos (CMO). E estes, por sua vez, dão suporte à fixação dos preços de curto prazo (PLD) utilizados no ambiente de comercialização. Entretanto, os preços não são uma transposição direta dos custos. Há um teto acima do qual as variações dos custos não se refletem nos preços e há também um piso abaixo do qual os preços de curto prazo não podem cair.

As conseqüências da imposição de um preço-piso e um preço-teto são bem maiores do que pode parecer à primeira vista. A transformação é de tal ordem que em média os custos divergem da média dos preços, mesmo em séries contendo muitos valores. Este fato traz conseqüências importantes para o poder de sinalização econômica de preços e de custos.

A fim de exemplificar a diferença entre custos e preços foram elaboradas algumas estatísticas. A base para os números compilados a seguir são as planilhas com cenários de custos do Plano Decenal 2006-2015 da EPE utilizadas para avaliar os empreendimentos térmicos dos leilões de 2007. Há dois mil cenários de custos para cada sub-mercado, cada um composto de valores mensais para o CMO ao longo de dez anos. Aplicando o preço-piso e o preço-teto vigentes à época chega-se aos cenários de preços (PLD). A Tabela 6 traz a apuração das médias para o CMO e para o PLD. As médias para o CMO de cada sub-mercado foram calculadas a partir de 240 mil valores (duas mil séries de 120 meses) e oscilaram entre R\$ 96,09 para o sub-mercado Sul a R\$ 102,73 para o sub-mercado Norte. Já o PLD médio calculado a partir destas mesmas séries de custos é significativamente menor, oscilando entre R\$ 83,77 (Sul) e 87,54 (SE-CO).

Tabela 6  
Plano Decenal 2006-2015: CMO e PLD médios. (em R\$ e %)

Submercado	CMO	PLD	Dif
Norte	102,73	85,73	-16,5%
Nordeste	101,53	84,82	-16,5%
Sudeste Centro-Oeste	102,62	87,54	-14,7%
Sul	90,09	83,77	-12,8%

Fonte: EPE. Elaboração Gesel, IE-UFRJ.

Embora os custos médios calculados para cada submercado sejam sistematicamente superiores aos preços, isto nem sempre ocorre quando são tomadas as séries decenais individualmente. É o que se pode ver a partir da Tabela 7, que apresenta o comportamento das diferenças entre custos e preços elaborados a partir das duas mil séries decenais, com 120 valores mensais cada, para o sub-mercado SE-CO. Foi apurada a diferença em Reais entre o CMO médio e o PLD médio em cada uma das séries e foram levantados os percentis para estas diferenças. O que se constata é que na grande maioria das séries os preços médios são superiores aos custos médios. Por exemplo, em trinta por cento das séries o PLD médio é maior que o CMO médio com uma diferença de R\$ 5,14 (Percentil 30) ou mais, podendo chegar a R\$ 10,64 (Percentil 0). EM mais de 70% das séries decenais o efeito da introdução de um preço-piso para fins de definição do PLD (tornando o PLD do mês em questão superior ao CMO) é maior que o efeito da imposição a um teto (que torna o CMO maior que o PLD).

No entanto, há também cenários de dez anos onde os custos superam os preços. Eles são em número menor, mas o desvio é de tal magnitude que na média geral os custos acabam superando os preços (como mostrado na Tabela 6, que apresenta a média geral e todas as séries apresentadas na Tabela 7). Em dez por cento das séries (Per-

centil 90) os custos médios em dez anos superam os preços em R\$ 68,20 ou mais. Em 5% das séries (Percentil 95) os custos médios decenais superam os preços em R\$ 132,33 ou mais, podendo a diferença ser de R\$ 577,26 no caso extremo (Percentil 100).

Tabela 7  
Plano Decenal 2006-2015 Desvio absoluto  
CMO – PLD para o sub-mercado SE-CO.  
Percentis em duas mil séries decenais.  
(Desvio médio em R\$)

Percentil	Desvio
0	(10,64)
5	(7,58)
10	(6,84)
15	(6,31)
20	(5,89)
25	(5,52)
30	(5,14)
35	(4,82)
40	(4,50)
45	(4,14)
50	(3,78)
55	(3,40)
60	(2,94)
65	(2,39)
70	(1,74)
75	0,00
80	5,52
85	10,77
90	68,20
95	132,33
100	577,26

Elaboração: Gesel, IE-UFRJ com base em dados da EPE.

As diferenças entre custos (CMO) e preços (PLD) não se verificam apenas em números produzidos para o planejamento do sistema, como os do Plano Decenal, utilizados nas tabelas acima. Um padrão análogo de descolamento nos valores esperados dos custos e dos preços também é observado em séries produzidas para a operação do sistema. A Tabela 8 apresenta a mensuração das diferenças entre custos e preços em séries geradas pelo PMO de dezembro de 2008. Foram calculadas médias gerais de dois mil cenários mensais com um ano de duração para quatro anos sucessivos. Em todos os casos os custos médios superaram os preços médios. A diferença variou de 9,7% (2009) a 30,4% (2012).

Tabela 8  
PMO de Dezembro de 2008: CMO e PLD médios. (em R\$ e %)

	2009	2010	2011	2012
CMO	116,76	143,36	185,85	250,34
PLD	105,41	101,85	133,14	174,15
Diferença	-9,7	-29,0	-28,4	-30,4

Fonte: ONS, PMO Dezembro de 2008, para submercado SE-CO.  
Elaboração Gesel IE-UFRJ.

## 7. Consequências da Diferença entre Preços e Custos para o Planejamento da Expansão da Geração

A falta de aderência entre os valores esperados dos preços (PLD) e aos custos (CMO) que lhes dão origem tem sérias consequências para o planejamento da expansão do sistema e para a seleção de novos projetos de geração de qualquer fonte. As discrepâncias entre custos e preços fazem com que existam duas escalas de valor diferentes: uma para os cálculos internos aos modelos computacionais de otimização do sistema e outra para a comercialização de energia. Esta dualidade é prejudicial ao planejamento em pelo menos quatro aspectos importantes:

- i. No dimensionamento da carga que o sistema pode atender dentro de critérios de eficiência econômica;
- ii. No cálculo das garantias físicas das usinas;
- iii. Na geração de cenários de preços para a avaliação de novos empreendimentos de geração térmica; e
- iv. Na avaliação de projetos com geração sazonal de energia.

Cada um destes aspectos será analisado em seguida.

### 1. Dimensionamento do Sistema

Um dos primeiros passos do planejamento da expansão é, do ponto de vista lógico, dimensionar a carga que o sistema pode atender, mantendo os custos de operação compatíveis com os custos de expansão do sistema. Em um sistema hidrotérmico, como o brasileiro, onde, devido à irregularidade das chuvas, é preciso necessariamente manter capacidade de geração ociosa, muitas vezes é possível atender a uma carga maior através do acionamento mais intenso das usinas térmicas. Isto, porém, resulta em custos de operação elevados e, por esta razão, o dimensionamento da carga que o sistema pode atender adota critérios elétricos e econômicos. A *carga crítica* do sistema é a carga que pode ser atendida mantendo um risco de déficit considerado tolerável e fazendo, ao mesmo tempo, com que os custos operacionais sejam equivalentes aos custos para expandir o sistema, construindo e contratando novas geradoras. Usando a nomenclatura corrente do setor, o cálculo da carga crítica supõe a identidade entre o Custo Marginal de Operação médio e o Custo Marginal de Expansão, ou seja:

$$CMO = CME$$

Embora sensata do ponto de vista econômico, a identidade entre CMO e CME pressupõe ser possível utilizar um parâmetro definido na esfera comercial, o CME, como variável de controle para um cálculo econômico baseado nos custos (CMO) utilizados pelos modelos computacionais.

Dado o descolamento entre a valoração da energia dos modelos computacionais (CMO) e na comercialização (PLD), demonstrado na seção anterior, não se vê como esta identidade possa funcionar. O CME é apurado a partir do resultado dos leilões e, portanto, é definido em termos de custos comerciais, que têm o PLD como custo de oportunidade. Mas o resultado de igualar CMO ao CME é calcular a carga crítica do sistema com cenários de custos que trazem implícitos preços menores que os custos de expandir o sistema ( $PLD < CME$ ), o que é um contra-senso patente. Não se vê a lógica econômica de expandir o sistema a um custo que supera o custo de oportunidade dos agentes econômicos (PLD). Na prática igualar CMO ao CME carece de sentido, por se tratar de uma igualdade entre números que estão em escalas de valores diferentes e que, portanto, não são comparáveis.

### 2. Cálculo das Garantias Físicas

A garantia física de cada novo empreendimento de geração é calculada pela EPE<sup>12</sup> seguindo uma metodologia que consta na legislação em vigor. A garantia física determina quanto em termos de MWh cada empreendimento pode vender em contratos de longo prazo. E quanto da energia efetivamente gerada só poderá ser ofertada no Mercado de Curto Prazo.

Embora a garantia física esteja no coração da comercialização da energia, ela é calculada com base em custos que seguem a lógica e a escala de valores dos modelos operacionais (CMO) e que, portanto, não respeitam o custo de oportunidade dos agentes econômicos (PLD). O cálculo da garantia física tem como objetivo dividir a carga total que o sistema pode atender (chamada de *carga crítica do sistema*, ou garantia física do sistema) entre todas as usinas, com base no valor econômico da energia gerada por cada uma. A modelagem determina, a cada mês e em cada um de dois mil cenários, tanto o Custo Marginal de Operação (CMO), quanto o montante de energia produzido por cada usina.

A garantia física das termoeletricas, que são o objeto central do presente estudo, deriva de seu *fator térmico*. O fator térmico expressa o quanto o valor da energia gerada pela usina representa com relação ao valor da energia gerada pelo sistema como um todo.<sup>13</sup> A garantia física da usina é simplesmente a multiplicação do fator térmico pela garantia física do sistema ou carga crítica.<sup>14</sup>

Na prática, as geradoras térmicas têm uma garantia física maior do que a geração de energia esperada. Isto por que elas não geram em momentos de abundância hídrica, em que o CMO está muito baixo, mas são sempre acionadas em momentos de escassez, quando a energia possui um valor maior. Sendo assim, as centrais térmicas têm a maior parte de sua geração ponderada por valores acima da média do CMO.

Porém, o ponto essencial é que a valoração da energia gerada é feita pelos custos dos modelos computacionais (CMO). Sendo assim, o peso atribuído à energia gerada pelas térmicas acaba sendo maior do que ele teria no mundo real, onde o custo de oportunidade da energia para os agentes é o PLD e não o CMO. Isto porque o CMO frequentemente supera o PLD por ampla margem em períodos em que as termoeletricas são acionadas, podendo atingir valores várias vezes maiores ao preço-teto. Devido ao teto do PLD, a energia gerada em momentos críticos não tem um valor para os agentes proporcional ao que lhe é atribuído nos modelos computacionais.

Portanto, a garantia física das térmicas, sobretudo daquelas que, devido ao custo variável elevado, têm baixa frequência esperada de despacho, é sistematicamente super avaliada, viciando, na base, a avaliação de novos projetos de geração.

O principal ativo das usinas, a garantia física, que é definida de forma a, em tese, espelhar a contribuição econômica de uma usina para o atendimento da carga, na verdade pondera a energia gerada por uma escala de valores que não tem significado real para os agentes econômicos. Esta escala de valores não é um custo de oportunidade para os agentes porque não representa os preços da energia efetivamente transacionada, nem os fluxos de caixa associados eles.

### 3. Geração de Cenários de Preços para a Avaliação de Projetos de Termoeletricas

A avaliação de novos empreendimentos termoeletricos requer cenários sobre o valor da energia que permitam medir os custos e benefícios dos projetos. E, paradoxalmente, os cenários devem incluir tanto preços (PLD) como custos (CMO). Por um lado, a economicidade de novas usinas é função de seus fluxos de caixa esperados e estes estão referidos aos preços da energia no Mercado de Curto Prazo: compra de energia ao PLD quando a usina não despacha e venda do excedente de energia ao PLD quando há despacho. Mas, por outro lado, o despacho das térmicas é função do CMO e não do PLD, pois o cálculo do despacho pode contemplar inclusive usinas com CVU abaixo ou acima dos limites de variação do PLD.

Porém, qual o valor médio da energia a ser utilizado para produzir as séries de preços e custos? Não faz sentido igualar o PLD esperado ao CME sabendo-se que o principal ativo das usinas, a garantia física, foi definido pelo valor econômico definido segundo uma ótica de custos (CMO). Porque igualando o PLD ao CME estaria sendo simulada

<sup>12</sup>Ver EPE, Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Termoeletricos do Leilão de Compra de Energia Nova de A-3 e A-5 de 2007.

<sup>13</sup>O fator térmico é apurado com base nas saídas do *newave*. O valor da energia produzida pela usina a cada mês é calculado com base geração no mês multiplicada pelo CMO. Analogamente, o valor da energia gerada pelo sistema é a geração total do mês multiplicada pelo CMO. O fator térmico é a razão da energia da usina em todos os meses da simulação dividido pelo valor da energia do sistema em todos os meses da simulação.

<sup>14</sup>Para a formulação algébrica do cálculo da GF das termoeletricas, ver EPE, op. cit., p. 7-8.

uma situação em que as usinas térmicas mais caras seriam despachadas em uma intensidade maior e gerando energia valorada a custos diferentes dos supostos quando do cálculo das garantias físicas. No entanto, tampouco faz sentido igualar o CMO ao CME, pois isto implicaria em trabalhar com cenários de custos aos quais correspondem preços menores que o custo de expansão do sistema (PLD < CME). Dito de outro modo, ao se igualar CMO a CME modela-se uma situação em que os custos de oportunidade dos agentes (PLD) são menores que os custos de expandir o sistema. E, em uma situação como esta, a decisão economicamente recomendável seria não expandir o sistema e sim operá-lo de forma a atender a uma carga maior pelo despacho mais intenso das térmicas.

Não parece haver resposta satisfatória para estes questionamentos. O fato de que os preços da energia se originam nos custos, mas na média os custos não são equivalentes aos preços derivados deles, torna impossível estabelecer qualquer relação válida entre variáveis pertencentes à esfera dos custos de operação e variáveis da esfera comercial. Isto pode ser percebido facilmente a partir da Tabela 9. Ela repete a simulação do estudo de sensibilidade da análise de custo-benefício a diferentes cenários de preços, realizada na seção V (ver Tabela 5), mas explicitando agora tanto o PLD médio como o CMO médio de cada cenário.

Na seção V considerou-se a MPX viável (Razão Custo/Benefício 0,99 ou menor) para cenários com PLD médio de R\$ 137,65 ou maior. Observe-se, porém, que este PLD médio foi produzido a partir de um cenário CMO médio de R\$ 191,13!

Tabela 9  
UTES MPX e Maracanaú II ICB e Razão Custo/Benefício em vários cenários de preços

Preço ou Indicador	Plano Decenal	PMO de dezembro de 2008			
PLD	84,82	137,65	148,53	158,99	168,62
CMO	101,53	191,13	230,60	268,40	299,94
<b>MPX</b>					
ICB	125,94	136,08	137,87	140,87	141,91
Custo/Benefício*	1,48	0,99	0,93	0,88	0,84
<b>Maracanaú II</b>					
ICB	130,95	166,96	173,82	180,41	186,10
Custo/Benefício*	1,51	1,28	1,19	1,17	1,10

\*Custa Fixo + Custo Operacional + Despesas no MCP.  
Benefício = Valor da garantia Física + Receitas no MCP.  
Fontes: EPE, Planilha do Plano Decenal 2006-2015, CCEE, Resultado do leilão A-5 de 2007, ONS, PMO dezembro 2008. Elaboração: Gesel, IE-UFRJ.

Levando-se em conta todo o ciclo de atividades de planejamento da expansão da geração, não se vê como justificar o uso no leilão de um cenário de CMO com uma média na faixa de R\$ 190,00 ou maior. Pois o cálculo da carga crítica e das garantias físicas de todos os empreendimentos, sejam eles térmicos ou não, é feito com base em cenários de CMO (e não de PLD) com valor esperado igual ao CME. Estes cenários trazem implícitos preços bastantes abaixo do nível que seria capaz de justificar o custo dos novos empreendimentos que disputaram o leilão.

#### 4. Avaliação de Projetos com Geração Sazonal de Energia

Finalmente, há também uma distorção sazonal nos preços. Quando séries de CMO são transformadas em séries de PLD o sinal sazonal dos preços é nitidamente atenuado, como pode ser visto no Gráfico 1 que compara médias mensais em séries de dez anos para CMO e PLD no sub-mercado SE-CO com dados do Plano Decenal 2006-2015, utilizadas nos leilões de 2007. Os custos são nitidamente mais altos no segundo semestre em relação ao primeiro, mas a diferença é atenuada quando são analisadas as séries de preços. No primeiro trimestre, preços e custos médios praticamente convergem. No segundo trimestre a diferença se acentua e aumenta ainda mais no segundo semestre.

### Gráfico 1

Distribuição sazonal do CMO e do PLD Plano Decenal 2006-2015, sub-mercado SE-CO

Fonte: EPE, *Planilha de CMO do Plano Decenal 2006-2015*, região SE-CO.

Elaboração: Gesel-IE-UFRJ.

Esta distorção tem conseqüências importantes para a avaliação de projetos de biomassa gerada a partir da cana de açúcar (bioeletricidade). Como estas usinas só geram na época de processamento da safra, isto é, entre abril e novembro, sua competitividade é muito afetada pela relação entre os cenários de preços desta época com relação restante do ano. Pelos dados do Plano Decenal 2006-2015 para o Sudeste, o CMO médio no período maio-novembro é 29% maior do que o CMO médio no resto do ano. Mas a diferença cai a 11% se a energia é avaliada pelo PLD.

Nas séries de preços utilizadas nos leilões de 2008, o PLD médio na estação seca no sub-mercado SE-CO foi apenas 2,5% maior que o previsto para a estação úmida.<sup>15</sup> Trata-se de um número surpreendente e contra-intuitivo. Como no Brasil a energia é avaliada como o custo de oportunidade da água (quanto o sistema está disposto a pagar mais para economizar água e acionar a geração térmica), não se vê como o preço da água possa ser praticamente igual na estação das chuvas, quando ela é abundante, e na estação seca, quando ela é escassa.

### Considerações Finais

Os dois principais problemas apontados na seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova são os seguintes:

- i. O uso de cenários de preços incompatíveis com o custo da energia de novos empreendimentos; e,
- ii. A impossibilidade de realizar comparações legítimas entre custos calculados pelos modelos computacionais e preços apurados para a comercialização de energia no Mercado de Curto Prazo – remetem, na verdade, a um problema conceitual mais profundo e complexo: a falta de aderência entre os pressupostos econômicos dos modelos computacionais usados na operação e no planejamento do sistema *vis a vis* o modelo comercial. O valor da energia é calculado nos modelos computacionais a partir do custo de oportunidade do suprimento de eletricidade para a sociedade, ou mais precisamente, do custo social representado por um eventual não suprimento de energia. O valor da energia se origina, em última instância, em uma estimativa do custo que um déficit de suprimento representa para a sociedade em termos de perda de produção e de riqueza e repre-

<sup>15</sup> Fonte: EPE, *Planilha de PLD do Plano Decenal 2007-2016* para o sub-mercado SE-CO. Disponível no site da EPE.



senta o quanto a sociedade está disposta a pagar hoje por geração térmica complementar. A suposição é que a sociedade está disposta a assumir um custo com geração térmica apenas na medida em que este custo seja economicamente equivalente ao custo esperado de um déficit de oferta que se está evitando com ele.

### Box 1 A Determinação do Despacho Ótimo

A otimização do despacho implica em uma decisão sobre quais termoeletricas devem ser acionadas para complementar a geração de fonte hídrica e gerir de forma eficiente o nível dos reservatórios das hidrelétricas. Como turbinar a água dos reservatórios não implica diretamente em custos, a avaliação econômica por trás da otimização do despacho está preocupada em encontrar o nível de gastos com a geração térmica que é economicamente ótimo.

A determinação do despacho ótimo é feita através da comparação do custo de usar geração térmica no presente para poupar água dos reservatórios com o custo para a sociedade de um eventual déficit no futuro. O custo da geração térmica é dado pelo CVU das diversas usinas existentes. Já o custo do déficit é uma estimativa do impacto negativo que uma insuficiência de oferta de eletricidade pode representar para a sociedade como um todo. O valor da energia em cada momento é calculado por uma simulação computacional em que os dados principais são o estado atual do sistema (armazenamento, aflúências, instalações), uma projeção da trajetória futura da carga e da entrada em operação de novos empreendimentos. São gerados diversos cenários hidrológicos que emulam para o futuro a volatilidade verificada nas aflúências passadas. Em alguns destes cenários, onde as chuvas se mostram desfavoráveis, ocorre déficit de oferta de energia. Para cada cenário de déficit é calculado o custo que esta privação de oferta representaria para a sociedade (custo do déficit por MWh multiplicado pela quantidade de MWh não supridos). O despacho térmico calculado de forma a igualar o custo presente de despacho com o valor presente (calculado com uma taxa de desconto fixa) dos custos resultantes daqueles possíveis déficits futuros. A determinação do despacho também resulta no Custo Marginal de Operação.

Esta forma de valoração da energia foi adotada em uma época em que o Setor Elétrico Brasileiro era estatal e as empresas eram remuneradas pelo custo do serviço. Com as empresas sendo ressarcidas dos custos incorridos, qualquer que fossem eles, era efetivamente a sociedade, através dos consumidores de energia, que arcava com os custos da energia, via tarifa.

Entretanto, o Brasil abandonou nos anos 90, o modelo de remuneração por custo de serviço para as empresas do setor elétrico. Com isto caíram por terra duas suposições que faziam com que o uso do modelo de otimização baseado na microeconomia marginalista constituísse uma aproximação bastante razoável da estrutura do mercado de eletricidade:

- i. De que o despacho é economicamente neutro com relação aos proprietários das instalações de geração, que é o que autorizava tratar estas instalações como se fossem simples unidades de negócio de uma mesma firma.
- ii. De que é a sociedade como um todo que arca com o custo do despacho.

Quanto à primeira suposição, o despacho não é mais neutro com relação aos agentes geradores, pois ela aloca custos e receitas que podem representar ganho ou perda para os diversos agentes que compõem o sistema. Por exemplo, um maior despacho térmico pode gerar receita para alguns agentes e despesas para outros. Isto remete ao segundo ponto. O modelo de comercialização de energia atual é regido por contratos entre agentes privados, que não implicam em repasse direto aos consumidores dos custos oriundos de um eventual despacho intenso das usinas térmicas e da conseqüente elevação do custo da energia.

No mercado regulado, que é atendido pelas distribuidoras, e responde por cerca de 75% da carga, têm sido adotadas modalidades de contratação de energia que eliminam ou limitam o repasse ao consumidor das altas dos custos de operação do sistema. Notadamente, os contratos de energia velha e de energia nova com hidrelétricas são contratos “por quantidade”, onde a distribuidora (em nome dos consumidores) paga um preço fixo pela energia. Neste caso é o gerador, e não a sociedade, quem arca com o risco hidrológico, através de eventuais ajustes negativos no Mercado de Curto Prazo, decorrentes de um despacho térmico intenso.

Já os contratos de energia nova com termoeletricas, são contratos “por disponibilidade”, em que o consumidor assume parte do risco associado à variação dos preços, mas está protegido de flutuações extremas dos preços por um teto dado pelo custo variável unitário da usina contratada. Para centrais térmicas com CVU elevado o consumidor inclusive pode se beneficiar de uma alta de preços, pois a distribuidora se apropria da venda no MCP a preços elevados da energia produzida em excesso à garantia física. Estas receitas das distribuidoras no MCP acabam revertendo em favor dos consumidores cativos, diminuindo o custo líquido da energia consumida justamente quando os preços de curto prazo se elevam em função de um despacho térmico intenso.

Assim no mercado regulado, quando os preços de energia se elevam, o custo adicional não é arcado diretamente pela sociedade, mas sim pelas empresas expostas a liquidações no Mercado de Curto Prazo, isto é, por agentes privados, que, por força de seus contratos de energia, estejam encarregados no momento de suportar as variações de preços de energia decorrentes do risco hidrológico. O fato de que os custos derivados de um despacho térmico intenso não podem ser repassados para os consumidores em sua totalidade explica em parte por que a comercialização de energia não está referida ao CMO e sim ao PLD: a amplitude dos valores que o CMO pode assumir não é compatível com a capacidade de pagamento de agentes privados ou com sua disposição de arcar com riscos. Mesmo considerando correta a estimativa de um custo para a sociedade de R\$ 4.838,69 por cada MWh não suprido em uma situação de déficit profundo de oferta, não é razoável supor que um agente privado possa arcar com custos de energia indexados a números com esta ordem de magnitude: uma pequena exposição em MWh no Mercado de Curto Prazo seria capaz de levar praticamente qualquer firma à insolvência se tal diferença tivesse que ser liquidada a um preço que é dezenas de vezes maior que o preço médio da energia contratada.

A comercialização de energia elétrica no Brasil, em que muitos agentes podem estar expostos ao PLD, ainda seja apenas para ajustes financeiros entre os montantes de energia contratada e a energia medida, só pode funcionar de forma estável se os preços forem expurgados dos valores extremos do CMO. Porém, a restrição da variação dos preços a um intervalo resulta na perda da capacidade de sinalização que a variável preço deve ter em qualquer modelo econômico. A perda do sinal econômico dos preços é evidenciada pelo fato, abordado anteriormente, de que em média os preços (PLD) não refletem os custos (CMO) dos quais eles são derivados e isto mesmo em séries com muitos valores.

### Box 2.2

#### O CMO e a microeconomia marginalista

O valor de R\$ 4.838,69 corresponde ao custo do déficit em Janeiro de 2009 no patamar de insuficiência de oferta mais profundo da função de custo do déficit de quatro patamares utilizada pela operação do sistema. O planejamento usa uma função de custo do déficit de patamar único, que, em 2008, era de R\$ 2.430,00.

Para os leitores versados em microeconomia, convém ressaltar que, apesar do nome, o CMO não é o que normalmente se entende por um custo marginal. Custo marginal é o custo para produzir uma unidade adicional de um bem (formalmente ele é derivada do custo total pela quantidade produzida). Não é assim para o CMO, que admite valores que ultrapassam o maior custo variável de produção possível. A veracidade desta afirmação pode ser constatada, por exemplo, a partir do PMO de Dezembro de 2008, onde a térmica mais cara disponível no deck do *newave*, a UTE Brasília, tinha um CVU de R\$ 1.047,38, valor que constitui o teto absoluto para o custo marginal, uma vez que não é possível produzir energia por um custo unitário superior. Mas o CMO pode ultrapassar o maior custo variável de geração, isto é, o teto do custo marginal, sendo limitado apenas pelo custo do déficit. Pois o CMO não é definido a partir dos custos de produção, mas em função do custo de oportunidade da energia para a sociedade. E, supõe-se que a energia pode ter um custo de oportunidade para a sociedade superior ao custo marginal de produção em caso de déficit de oferta.

Na verdade, a lógica econômica dos modelos computacionais admite situações em que o valor da energia é superior àquele que vigoriaria em um mercado eficiente. Em um mercado eficiente o preço tende sempre ao custo marginal, enquanto na modelagem do CMO o preço sobe acima do custo marginal de produção quando há elevados riscos de insuficiência de oferta. O CMO acima do custo marginal implica em um ganho extraordinário para os geradores que não ocorreria em um mercado eficiente.

É razoável que o despacho seja otimizado tomando como base o custo de oportunidade da energia para a sociedade e não os custos marginais de produção, pois isto permite dimensionar a economicidade para a sociedade de poupar água. Porém, se o valor da energia calculado desta forma é transformado em sinal econômico, (por exemplo, para o planejamento da expansão), o que está sendo feito é cancelar uma distorção de valor (o seu descolamento em relação ao custo marginal) decorrente de uma ineficiência recorrente do mercado. Como as situações de déficit de oferta são modeladas como recorrentes (tolera-se um risco de déficit de 5%, o que equivale a dizer que um déficit de oferta não chega a se um evento raro), e como a discrepância entre o custo do déficit e o maior custo marginal de produção é substancial, o valor esperado do CMO acaba sendo maior que o valor esperado do custo marginal de produção.

Dito de outro modo, os valores extremos assumidos pelo CMO correspondem a uma modelagem do maior preço que a sociedade estaria disposta a pagar pela eletricidade caso não existisse uma restrição absoluta da oferta em algumas situações. Trata-se, na verdade, de uma forma de tratar de uma ineficiência conhecida do mercados de energia elétrica, que decorre da baixa elasticidade da demanda de energia no curto prazo (não há bens substitutos para a maior parte de seus usos) e da impossibilidade de formar estoques de eletricidade: em um mercado onde os agentes formam o preço livremente e não existam estoques, uma insuficiência momentânea na oferta pode levar o preço rapidamente a patamares indefinidamente elevados e completamente descolados dos custos de produção.

Esta característica da formação de preços de eletricidade leva a que estes mercados sempre sejam regulados tendo preocupação, seja de evitar que a situação de insuficiência de oferta se materialize, por exemplo, pela contratação de reserva de capacidade, seja de impedir, via uma regulação de preços-teto, que um eventual déficit leve a uma transferência maciça de riqueza em favor dos geradores. Esta preocupação regulatória ocorre mesmo em mercados liberalizados e costuma ser definida de forma a preservar um sinal econômico eficiente.

Porém, os modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico brasileiro emitem um sinal econômico que legítima, ao invés de corrigir, a distorção no valor da energia que ocorreria em um mercado ineficiente casos de insuficiência de oferta (preço acima do custo marginal), tratando apenas de limitá-lo ao custo do déficit para a sociedade. Este sinal econômico embutido no CMO é, do ponto de vista do planejamento da expansão do sistema, errado. Ele distorce o cálculo da carga crítica do sistema, embutindo no valor esperado da energia um sobre preço. Ele também leva a um cálculo inflado da garantia física das térmicas com CVU elevado, pois grande parte da energia gerada por elas é sobre avaliada.



A deficiência do sinal econômico dos preços tem duas conseqüências principais. A primeira delas decorre de que *o custo de oportunidade da energia para a sociedade*, que é a fonte do valor da eletricidade nos modelos computacionais, *é diferente do custo de oportunidade da energia para os agentes econômicos*.

A alternativa que os agentes econômicos têm para comercializar energia no longo prazo é comercializá-la, não ao CMO (custo de oportunidade para a sociedade), mas ao PLD (custo de oportunidade para os agentes), seja em ajustes no MCP, seja em contratos de curto prazo no Mercado Livre, que via de regra são indexados ao PLD.

Esta relação imperfeita entre custos de oportunidade para a sociedade e para os agentes faz com que soluções que constituem um ótimo econômico sob um ponto de vista não o sejam se for adotado o outro ponto de vista. Mais especificamente, a otimização do sistema do ponto de vista do valor da energia para a sociedade pode representar uma solução não ótima do ponto de vista dos agentes. Esta situação talvez explique em parte a origem das críticas que agentes do mercado fazem reiteradamente aos modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico.

O segundo problema ocasionado pelo sinal econômico imperfeito dos preços é prejudicar o planejamento da expansão: os novos empreendimentos precisam ser analisados simultaneamente pelo valor que eles têm para o sistema (o que implica, pela metodologia atual, em adotar a lógica econômica do custo de oportunidade da energia para a sociedade, CMO) e para os agentes econômicos (custo de oportunidade privado, PLD). Por isto, os problemas identificados nos critérios de seleção de projetos dificilmente serão resolvidos de forma satisfatória sem uma revisão no processo de determinação do valor da energia que elimine a dualidade atualmente existente e que seja resolvida de forma tal a emitir um sinal econômico consistente.

As análises e os resultados obtidos neste estudo indicam a necessidade de realizar uma cuidadosa revisão:

- i. No critério de seleção de projetos nos leilões de energia nova.
- ii. Na metodologia de valoração da energia.

Trata-se de uma tarefa importante, pois fica evidente da argumentação desenvolvida que a economicidade da expansão da geração não está garantida com os critérios atuais.

Entretanto, as implicações das revisões metodológicas sugeridas são bastante abrangentes e, dada a complexidade dos temas envolvidos, só devem ser implantadas após estudo profundo e cuidadoso. O modelo de despacho centralizado brasileiro e o planejamento do setor elétrico, retomado recentemente com a criação da EPE, são ativos importantes do país e não convém expô-los ao risco de uma revisão apressada.

Como a expansão da geração deve acompanhar o rito de leilões estabelecido em lei, e a metodologia de seleção de projetos empregada não parece suficientemente robusta para garantir a contratação dos empreendimentos que sejam efetivamente os mais adequados, parece conveniente adotar, ao menos temporariamente, leilões mais restritivos em termos de fontes energéticas do que os leilões genéricos, que exigem o ICB. Uma sugestão simples seria limitar no edital dos leilões a disputa a projetos que estejam de acordo com o perfil apontado como conveniente pelo planejamento de longo prazo do sistema. Assim, o planejamento definiria uma matriz elétrica estratégica que contemple a tendência de evolução de longo prazo do parque gerador brasileiro e os leilões perseguiriam a contratação de projetos de geração com características adequadas a esta matriz estratégica. Um leilão por fonte ou restrito a usinas com características semelhantes parece ser o formato mais adequado, pois facilita a seleção de projetos e evita a contratação de projetos de economicidade duvidosa.

## Apêndice

### O Tratamento do Risco Financeiro na Avaliação de Projetos nos Leilões de Energia Nova

As regras de seleção de projetos dos Leilões de Energia Nova deixam de levar em conta adequadamente as diferenças entre as modalidades de contratação de energia para selecionar os melhores entre os projetos concorrentes. Mas isto não tem sido feito de forma correta. Como este problema não está diretamente ligado ao tema central do estudo, que gira em torno da precificação da energia, foi decidido por tratá-lo à parte neste apêndice.

No ambiente regulado há dois tipos de contrato de comercialização de energia – por quantidade de energia e por disponibilidade de energia – e eles envolvem diferentes alocações de risco.

Nos contratos por quantidade, que têm sido utilizados para novos empreendimentos hídricos e nos leilões de energia existente, compradores e vendedores se comprometem a transacionar determinado montante físico de MWh a um preço indexado ao IPCA.

Nos contratos de disponibilidade, o empreendedor se responsabiliza por operar o empreendimento e por fornecer energia sempre que for chamado a despachar pelo Operador do Sistema, mas sem garantia ou previsão para o total de energia a ser efetivamente fornecida. As termelétricas celebram contratos deste tipo com as distribuidoras. Neste tipo de contrato os compradores ficam expostos ao risco, uma vez que não há previsão, a priori, de quando e por quanto tempo as usinas contratadas serão chamadas a operar. Neste sentido, em tais contratos:

*“os custos decorrentes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.”<sup>16</sup>*

Há uma diferença marcante entre os dois tipos de contrato no que diz respeito à alocação do risco:

*“nos contratos de quantidade os riscos (ônus e bônus) da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos agentes geradores, ao passo que nos contratos de disponibilidade os riscos decorrentes da variação da produção com relação à sua Garantia Física são alocados aos agentes distribuidores e repassados aos consumidores regulados.”<sup>17</sup>*

Assim, em um contrato por quantidade assinado com uma usina hídrica o empreendedor assume o risco de, por razões hidrológicas, não conseguir gerar energia no montante contratado. Se isto ocorrer, ele estará exposto a um risco financeiro de curto prazo. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) - que atua como uma câmara de compensação entre usinas hídricas - permite diminuir este risco pelo compartilhamento de sobras e carências momentâneas de energia a um preço fixo e baixo. Mas se o MRE não for suficiente, isto é, se não houver sobra suficiente de energia hídrica para suprir as carências contratuais do conjunto das hidrelétricas, cada empreendedor terá de recorrer ao Mercado de Curto Prazo para fazer a liquidação financeira entre a energia contratada e a produzida ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Trata-se de um risco considerável tomado pelo gerador, pois é certo que o momento de uma carência hídrica irá coincidir com um PLD muito alto.

Em um contrato por disponibilidade, o gerador recebe mensalmente uma remuneração acordada no leilão, que corresponde a uma Receita Fixa capaz de remunerar a construção e a operação o empreendimento. Recebe também o Custo Variável de Unitário (expresso em R\$/MWh), sempre que for chamado a despachar. Trata-se de uma situação de baixo risco para o empreendedor, que repassa para o Sistema Elétrico os custos com combustíveis<sup>18</sup> e não se expõe às incertezas da liquidação financeira no MCP. Já o comprador não tem como prever qual será o montante a ser efetivamente desembolsado em um mês, em um ano determinado e nem mesmo ao longo do contrato. A distribuidora que tem em sua carteira contratos por disponibilidade corre um risco financeiro. Se houver um despacho térmico particularmente intenso em um dado período, ela será obrigada a pagar o custo da geração térmica antes de poder incorporar este custo às tarifas. A distribuidora tem que antecipar recursos, só sendo reembolsada pelas tarifas em prazo relativamente dilatado, no processo de reajuste tarifário. Distribuidoras financeiramente frágeis, que tenham muitos contratos com térmicas flexíveis e acesso limitado a crédito bancário, podem ter problemas de liquidez em uma situação como esta.<sup>19</sup>

As despesas com contratos por disponibilidade não são previsíveis e só são repassadas para a tarifa nos reajustes anuais tarifários subsequentes (este custo está dentro da chamada Parcela A, que contém custos que não podem ser gerenciados pelas distribuidoras). Já o cliente da distribuidora corre um risco tarifário, podendo ser surpreendido

<sup>16</sup>EPE. Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo. Rio de Janeiro, maio de 2007, p. 5.

<sup>17</sup>Idem, idem.

<sup>18</sup>Somente há risco para a térmica flexível se ela tiver um contrato de compra de combustível que não utilize o mesmo indexador do contrato por disponibilidade da Aneel. O contrato com a Aneel prevê um reajuste de combustíveis por um índice que reflete a variação do preços em Reais. Não há, porém, repasse da variação do preço de mercado no curtíssimo prazo. Se a térmica comprar combustíveis a preço de mercado ou com uma indexação diferente da estipulada pela Aneel, ela estará sujeita ao risco de descasamento dos custos de produção com as receitas.

<sup>19</sup>O aumento pronunciado no despacho das térmicas ocorrido no início de 2008 foi percebido pelas agências de *rating* como capaz de deteriorar a saúde financeira das distribuidoras. O Brasil Energia publicou em 28/2/2008 uma nota que expressa esta preocupação: “*Standard&Poor’s - distribuidoras precisam preparar o caixa para encarar custos elevados: As distribuidoras precisam preparar o caixa para encarar os custos mais elevados por conta do aumento da participação da geração térmica no sistema interligado, que ainda não estão alocados nas tarifas para os consumidores. O alerta é do dire-*

por uma variação substancial do custo da energia. Esta variação resulta do reajuste tarifário, em que o regulador autoriza, mesmo com defasagem, o repasse dos custos incorridos pelo distribuidor com o despacho de usinas contratadas por disponibilidade, bem como o repasse de outros custos de energia, como, por exemplo, os decorrentes da variação cambial na energia comprada Itaipu.<sup>20</sup>

O problema que o ICB busca resolver é o da determinação do custo da disponibilidade de energia, a fim de poder compará-lo com o custo da energia comprada por quantidade. O ICB calcula o quanto custa para o comprador ter um MWh de uma térmica<sup>21</sup> à disposição, para gerar energia apenas quando for economicamente vantajoso. Não é um problema trivial, pois o próprio conceito de uma térmica flexível é de que o seu despacho, bem como os custos associados a ele, não está determinado de antemão, ou seja, são fortemente imprevisíveis. A solução metodológica encontrada para o problema consiste em calcular o custo estimado da usina ao longo do contrato.

“O ICB é [...] uma estimativa do quanto irá custar a energia a ser fornecida por um empreendimento [...] aos seus compradores [...], durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade”<sup>22</sup>.

Cabe aqui destacar que o Índice de Custo Benefício (ICB) adota uma postura de neutralidade em relação ao risco. O ICB pretende comparar um *custo certo* (o preço por MWh de um contrato de compra de energia por quantidade) com um *custo estimado* (o preço médio por MWh que se espera apurar ao fim do contrato por disponibilidade). O preço de um MWh em um contrato por quantidade é conhecido de antemão. Ele é fixado *ex ante* no contrato firmado pelos vencedores do leilão. E o principal risco associado a este contrato é o hidrológico: uma seca prolongada fará com que os geradores hídricos não sejam capazes de gerar a garantia física definida no contrato. Este risco é totalmente assumido pelo gerador. Já o custo de um MWh de uma usina flexível não pode ser conhecido de antemão, nem fixado em contrato. No momento do leilão não se tem o custo total de uma térmica flexível, mas sim uma estimativa de cálculo do custo esperado, que, como visto anteriormente, é fortemente dependente do cenário de preços utilizado na estimativa. Fica com o comprador o risco de o custo efetivo não ser o estimado.

Ao supor que um custo certo – do contrato por quantidade – é diretamente comparável com um custo estimado – contrato por disponibilidade – a regra de comparação de projetos adotada pelos leilões de energia nova assume uma postura conhecida na literatura econômica como de *neutralidade em relação ao risco*. Grosso modo, um indivíduo neutro ao risco é indiferente entre duas riquezas esperadas equivalentes envolvendo graus diferentes de risco ou incerteza. No caso específico das regras do leilão de energia nova, haverá empate se o preço (riqueza ou utilidade, no conceito econômico) de um contrato por quantidade de energia for igual ao preço *estimado* pelo ICB para um contrato por disponibilidade. Este empate dispara uma nova rodada do leilão em que os contendores poderão oferecer um preço menor. Persistindo o empate haverá sorteio, caracterizando perfeitamente a neutralidade, ou indiferença, em

---

tor associado da agência de classificação de risco Standard&Poor's, Marcelo Costa, para quem o segmento passará a sofrer no curto prazo pressões diversas com impacto direto nas avaliações de rating.” Um aumento nas despesas associadas ao despacho das térmicas não coberto de imediato pelas tarifas é percebido pelo mercado como uma fragilidade financeira das distribuidoras. Disto pode resultar um rebaixamento do *rating* de algumas delas, com um impacto negativo tanto no custo de captação de recursos de terceiros, quanto no próprio acesso a empréstimos.

<sup>20</sup>Se houver uma defasagem aguda da tarifa, a legislação prevê que a distribuidora solicite uma revisão extraordinária, capaz de assegurar a recomposição do equilíbrio econômico financeiro da concessão. Neste caso não haveria como impedir um repasse brusco dos custos às tarifas, mesmo que na sequência chuvas abundantes façam recuar novamente os custos da eletricidade.

<sup>21</sup>Os contratos por disponibilidade com térmicas na verdade misturam dois tipos de exposição a risco. Um empreendimento pode declarar uma inflexibilidade, indicando que, por razões técnicas ou comerciais, sempre oferecerá certo montante de energia. Ciente disso, o Operador do Sistema programa a usina para gerar na base do sistema. O custo da energia gerada de forma inflexível é coberto pelos custos fixos declarados pela usina. Algumas usinas térmicas trabalham com algum nível de inflexibilidade, em função de contratos de compra de combustível com cláusulas de *take-or-pay* ou por serem plantas de co-geração, que são sempre acionadas quando o processo industrial principal está funcionando. Foi excluída a questão do tratamento da inflexibilidade nos contratos por disponibilidade para simplificar a argumentação. Adotou-se a convenção de tratar apenas contratos de disponibilidade 100% flexíveis e a de tratar a inflexibilidade como logicamente análoga aos contratos por quantidade. Há diferenças, porém. A principal é que o custo da energia gerada de forma inflexível por usinas térmicas está freqüentemente indexado à variação do preço em reais do combustível utilizado, embutindo, portanto, tanto o risco da variação do preço dos combustíveis como o risco da taxa de câmbio. Já os contratos por quantidade são indexados apenas à inflação, tendo, portanto, custos menos voláteis.

<sup>22</sup>Idem, p. 9.

relação ao risco. Repetindo: haverá empate entre os projetos mesmo sabendo-se que o custo de um dos contratos é certo e o custo do outro é duvidoso.

No entanto, a ciência econômica parte do pressuposto que os indivíduos são avessos ao risco na tomada de decisões<sup>23</sup>. Nestes termos e segundo a literatura econômica aplicada ao presente caso, um investidor avesso ao risco é aquele que, diante de duas alternativas envolvendo a mesma riqueza esperada – no presente caso, o mesmo custo por MWh – escolhe sempre das duas a que se mostra menos arriscada. Um investidor avesso ao risco sempre preferirá um contrato por quantidade de energia em detrimento de um contrato por disponibilidade se o custo esperado de ambos for o mesmo. Mais do que isto, ele sempre estará disposto a pagar um prêmio por um contrato por quantidade, pois estará se livrando dos riscos associados à incerteza quanto ao nível de despacho e aos custos variáveis de uma usina termoeletrica. O mesmo raciocínio se aplica à comparação de dois contratos por disponibilidade de custo esperado igual, mas envolvendo graus distintos de risco: o investidor avesso ao risco preferirá sempre o menos arriscado e só optará pelo mais arriscado dos dois se receber um prêmio para isto. Assim, ao mesmo custo esperado sempre se escolherá contratar uma térmica com Custo Variável de Unitário baixo a contratar uma com CVU alto. Os fluxos de caixa associados a uma térmica com baixo CVU, que tem alta frequência de despacho, têm variações menos pronunciadas, uma vez que o próprio CVU funciona como teto para os custos. Já uma térmica com CVU elevado é mais arriscada para seu contratante, pois o despacho ocorre de modo apenas ocasional, deixando o contratante mais exposto a variações de custos.

## Referências

- BOARDMAN, A. *et al. Cost Benefit Analysis: Concepts and Practice*. Prentice Hall, 2005.
- CASTRO, Nivalde José de. O Desbloqueio ambiental do setor elétrico brasileiro. *Revista Custo Brasil*, ano 2, n.º 8, abril / maio 2007, p. 68-73.
- CASTRO, Nivalde José de; BUENO, Daniel. Os Leilões de Energia Nova: Vetores de Crise ou de Ajuste entre Oferta e Demanda. Rio de Janeiro. *Economia & Energia*. Ano XI, n.º 63 Agosto-Setembro 2007, p. 29-44.
- EPE. *Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termoeletrica*. Metodologia de Cálculo. Rio de Janeiro, maio de 2007.
- Elton, Edwin. *Moderna Teoria de Carteiras e Análise de Investimentos*. Rio de Janeiro. Atlas, 2004.

<sup>23</sup>A aversão a risco é um dos pilares do processo de tomada de decisões de investimento com base em critérios econômico-financeiros. A ela se soma outro critério que é o da preferência pela riqueza, que consiste em sempre preferir uma riqueza (ou utilidade, no jargão dos economistas) maior a outra menor, dado um mesmo nível de risco. Chama-se de racionalidade econômica a junção destes dois critérios de decisão, a preferência pela riqueza e a aversão a risco. A racionalidade econômica consiste, portanto, em preferir, dentre duas alternativas envolvendo o mesmo grau de risco, a que envolva maior riqueza esperada, e preferir dentre duas alternativas que envolvam a mesma riqueza esperada, a que envolva menor grau de risco. As teorias de finanças de análise de projetos repousam na suposição de que o investidor é racional, isto é, que ele é propenso à riqueza e avesso ao risco. E o objetivo destas disciplinas é dar apoio à tomada de decisões envolvendo escolhas entre níveis distintos de risco e de riqueza esperada.

Há boa evidência empírica de que os investidores são racionais. Também há evidência empírica de que consumidores tomam decisões racionais. Tome-se como exemplo o fato de que as pessoas compram, ou são propensas a comprar, seguros. Isto é uma demonstração de aversão ao risco. Um indivíduo neutro ao risco jamais compraria um seguro, pois perceberia que está arcando com os custos e lucros da seguradora e do corretor, o que é correto, mas não daria valor algum à redução de risco que é a própria essência de um contrato de seguro. Um indivíduo neutro ao risco perceberia a contratação de um seguro como uma aposta perdedora, pois o valor esperado de comprar um seguro é negativo, isto é, o valor esperado dos sinistros pagos pela seguradora é sempre menor que o valor esperado dos prêmios pagos pelo seguro. A diferença entre os dois valores são os custos inerentes à atividade seguradora, a corretagem e o lucro do segurador. Já um indivíduo avesso ao risco compra seguros por perceber que a redução do risco representa um acréscimo de valor. Ver, por exemplo: Elton, Edwin. *Moderna Teoria de Carteiras e Análise de Investimentos*. Rio de Janeiro. Atlas, 2004.