

# **PROBLEMAS NO CÁLCULO DAS GARANTIAS FÍSICAS PARA OS LEILÕES DE ENERGIA NOVA**

Nivalde J. de Castro  
Roberto Brandão  
Guilherme Dantas



# **PROBLEMAS NO CÁLCULO DAS GARANTIAS FÍSICAS PARA OS LEILÕES DE ENERGIA NOVA**

Nivalde J. de Castro  
Roberto Brandão  
Guilherme Dantas

**TDSE**  
**Texto de Discussão**  
**do Setor Elétrico**  
**Nº 20**

Rio de Janeiro  
Junho de 2010



# Índice

Introdução .....	7
1. O Conceito de Garantia Física .....	10
1.1 O Dimensionamento do Sistema Elétrico .....	11
1.2 A Operação do Sistema Interligado Nacional .....	12
1.3 A Garantia Física do Sistema Interligado .....	13
2. O Cálculo da Garantia Física do Sistema .....	14
2.1 Descasamento entre o Lastro Físico e o Lastro Comercial .....	14
2.2 A Instabilidade da Garantia Física do Sistema .....	16
3. Problemas no Cálculo das Garantias Físicas dos Novos Empreendimentos .....	17
3.1 A Garantia Física dos Novos Empreendimentos .....	17
3.2 Problemas no Cálculo da Garantia Física por Rateio .....	18
3.3 Interpretação dos Exemplos .....	21
4. Estudo de Caso: termoeletricas dos leilões A-3 e A-5 de 2008 .....	23
4.1 Metodologia Utilizada no Experimento .....	24
5. Limitações do Cálculo de Garantia Física do Sistema .....	28
Considerações Finais .....	33
Apêndice: dados de convergência dos experimentos .....	35



# Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova

Nivalde J. de Castro<sup>1</sup>  
Roberto Brandão<sup>2</sup>  
Guilherme Dantas<sup>3</sup>

## Introdução

Em estudo anterior sobre a expansão da geração de energia elétrica<sup>4</sup> os autores argumentaram que o parque gerador brasileiro está em processo de transição de um sistema elétrico quase puramente hídrico para um sistema hidrotérmico. A base desta afirmativa está assentada no fato de que embora grande parte do potencial hidrelétrico brasileiro ainda esteja por explorar, as dificuldades em relação à legislação ambiental e as características geográficas dos aproveitamentos remanescentes, localizados basicamente na Região Norte, indicam que não será possível expandir o sistema apenas com base na construção de centrais hidrelétricas com grandes reservatórios como prevaleceu no Brasil no Século XX.

Esta proposição se sustenta na progressiva e irreversível diminuição na capacidade de regularização da geração hídrica através de reservatórios. Esta tendência torna necessária e imprescindível a contratação de geração complementar principalmente de fontes termoeletricas.

A perda da capacidade de regularização se dá por duas razões. A primeira é que na Região Norte, onde estão os principais aproveitamentos remanescentes, predominam rios que correm em topografia suave, com desníveis pequenos. Nestas condições geográficas é difícil justificar a construção de reservatórios de regularização, pois mes-

---

1 Professor do Instituto de Economia da UFRJ. Coordenador do GESEL - Grupo de Estudo do Setor Elétrico.

nivalde@ufrj.br

2 Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ.

3 Pesquisador Sênior do GESEL-UFRJ. Doutorando do Programa de Planejamento Energético da COPPE-UFRJ

4 Ver Castro, N., Brandão, R., e Dantas, G. *Expansão da geração: alternativas de geração complementar ao parque hídrico brasileiro*. Rio de Janeiro. GESEL-IE-UFRJ. 2010. (Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15)

mo alagando grandes áreas se consegue estocar volumes relativamente modestos de energia. Um exemplo deste tipo de problema é a central hidroelétrica de Balbina, que apresenta o reservatório com a área alagada 4.438 km<sup>2</sup> para apenas 250 MW de capacidade instalada, sem aproveitamentos a jusante representando a pior relação MW por km<sup>2</sup> do Brasil.

A segunda razão são as restrições ambientais existentes para o licenciamento de grandes reservatórios: as poucas oportunidades porventura existentes para a construção de barragens capazes de regularizar rios importantes provavelmente se mostrarão inviáveis em função das novas e rígidas exigências impostas pela legislação ambiental.

Frente à evolução para um sistema hídrico com menor capacidade de regularização, pode-se concluir que *a expansão da geração não-hídrica deve privilegiar projetos com características complementares à geração hídrica*. Dentre as alternativas existentes pode-se dar destaque para:

- i. Projetos com *geração sazonalmente complementar ao regime de chuvas*, como a bioeletricidade sucroalcooleira e a geração eólica.
- ii. *Termoelétricas com alta eficiência energética*, economicamente competitivas e capazes de oferecer geração complementar na estação seca de todos os anos.

Contudo, a necessidade de adoção de fontes de energia com vocação complementar ao parque gerador existente contrasta com o resultado dos Leilões de Energia Nova. As contratações nos leilões A-3 e A-5 de 2007 e 2008, totalizando mais de 10.800 MW foram na maior parte empreendimentos térmicos de usinas a óleo combustível (63,1% da capacidade instalada total). Todas estas usinas e uma parte das usinas movidas a GNL (19,6% da capacidade instalada) têm custo variável de geração elevado e, portanto, não têm vocação para uso intenso, mas sim como centrais de *back-up*. Conforme assinalado o parque hídrico brasileiro tende a perder progressivamente a capacidade de regularizar a geração através da energia estocada nos grandes reservatórios. Dada esta tendência, haverá necessidade de contratação de fontes de energia que estejam disponíveis durante o período seco do ano e que sejam capazes de gerar energia a custos moderados. Dado este cenário, as centrais térmicas que vêm sendo contratadas não parecem uma alternativa econômica desejável.

Os resultados dos leilões A-3 e A-5 de 2007 e 2008 podem ser considerados surpreendentes para o padrão de desenvolvimento do parque gerador e é consequência de deficiências na avaliação dos custos e dos riscos das centrais térmicas com alto custo variável. De fato, segundo CASTRO & BRANDÃO<sup>5</sup> foram identificadas falhas e inconsistências na metodologia de seleção de projetos termoelétricos dos leilões de energia nova (ICB – Índice de Custo-Benefício). Este estudo concluiu que a metodologia aplicada não é suficientemente robusta e consistente para selecionar corretamente os melhores projetos para o sistema elétrico brasileiro.

---

5 CASTRO, Nivalde José de, BRANDÃO, Roberto. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Rio de Janeiro. GESEL-IE-UFRJ. 2010. ( Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16)

A análise de estudos elaborados pela EPE para cálculo das garantias físicas de novas usinas indica que a metodologia empregada para medir e comparar benefícios dos novos empreendimentos para o sistema apresenta algumas inconsistências. A abordagem adotada pela metodologia oficial, que consiste no rateio da carga crítica entre os geradores, se mostra inadequada para avaliar a real contribuição dos novos projetos para a expansão do sistema. Sustenta-se no presente estudo que os benefícios dos novos empreendimentos de geração são mais bem mensurados pelo ganho proporcionado ao sistema em termos de aumento da capacidade de atendimento de carga e não por um critério de rateio de uma carga dada. Defende-se, portanto, que o cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova deve utilizar uma abordagem capaz de medir com melhor precisão o ganho energético efetivo de um novo projeto para o sistema.

Com o objetivo de ilustrar o impacto da adoção de uma nova abordagem para o cálculo das garantias físicas, foram realizados alguns experimentos. As garantias físicas de diversas usinas fictícias, semelhantes às que se sagraram vencedoras nos Leilões A-3 e A-5 de 2008 foram calculados pela metodologia oficial. Em seguida, os valores obtidos foram comparados ao ganho obtido em termos de aumento de capacidade de atendimento de carga por parte do sistema.

Os experimentos permitiram testar duas hipóteses relativas à competitividade de diferentes tipos de projetos nos leilões de energia nova:

- i. Que a alta competitividade nos leilões de projetos que parecem pouco adequados para uma expansão eficiente do sistema, sobretudo centrais termoelétricas com custo variável elevado, se deve em parte às deficiências metodológicas do cálculo das garantias físicas.
- ii. Que projetos com geração sazonalmente complementar têm seus benefícios subestimados, sendo, por isso, derrotados nos leilões. O interesse analítico maior centra-se na avaliação das usinas de biomassa de cana de açúcar, sobretudo as situadas no Centro-Sul do país, que podem produzir energia elétrica no período de abril a novembro de cada ano como subproduto da produção de etanol e açúcar.

Os resultados obtidos nos experimentos corroboram e atestam as duas hipóteses formuladas:

- i. As centrais térmicas de custo variável elevado recebem um lastro para venda maior que sua real contribuição para o sistema; e,
- ii. A geração sazonalmente complementar da bioeletricidade não tem seu benefício econômico para o sistema corretamente dimensionado, tendo sua competitividade prejudicada pelas regras dos leilões de energia nova.

Os experimentos realizados demonstraram também a vulnerabilidade da metodologia atualmente empregada para cálculo da garantia física do sistema. O conceito de garantia física, que constitui o fundamento basilar para o dimensionamento do siste-

ma elétrico brasileiro e, portanto, para o planejamento da expansão do parque gerador, é muito sensível às variações nos preços dos combustíveis para geração termoelétrica. Neste sentido, há uma volatilidade da garantia física do sistema – representando variações substanciais em resposta a alterações relativamente modestas dos preços de combustíveis - torna difícil dimensionar o sistema e avaliar os benefícios dos novos empreendimentos de geração, reduzindo assim, e em muito, sua utilidade prática.

Este estudo está estruturado em cinco seções. A primeira seção apresenta uma breve e objetiva revisão do conceito de garantia física, destacando seu papel no modelo brasileiro de comercialização de energia e no planejamento da expansão da geração. Na segunda seção são examinados problemas da metodologia de cálculo das garantias físicas que rege os leilões de energia nova. A seção 3 analisa os resultados do cálculo oficial da garantia física de alguns empreendimentos de geração nos últimos Leilões de Energia Nova. A seção 4 expõe os experimentos realizados e seus principais resultados. A quinta seção examina a instabilidade do cálculo da garantia física do sistema, que é fruto do tratamento dado aos preços de combustíveis. Por fim, são formuladas as conclusões do estudo, destacando-se a necessidade de revisão da metodologia oficial para cálculo das garantias físicas, tanto para o sistema como para os empreendimentos individuais, a fim de melhor representar as especificidades dos contratos com centrais termoelétricas e dar maior igualdade no processo competitivo.

Cabe assinalar que este estudo faz parte de uma linha de pesquisa que o GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) vem desenvolvendo dentro de uma perspectiva e postura acadêmica e científica com o objetivo de contribuir para maior fundamentação e aprimoramento do Setor Elétrico Brasileiro. Neste sentido, contribuições e críticas serão muito valorizadas pelos autores

## 1. O Conceito de Garantia Física

O conceito de garantia física é específico e próprio do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Em outros países, o mais comum é que a energia comercializada corresponda à energia que pode ser efetivamente gerada e consumida. No Brasil, comercializa-se energia primariamente através de certificados que representam uma “garantia de abastecimento”. Os consumidores precisam comprar energia em termos de *garantia física* e cada gerador recebe do Ministério de Minas de Energia (MME) um montante de garantia física que pode ser vendido para lastrear consumo. Este lastro é que constitui a base para contratos de longo prazo.

Um detalhe relevante deste arranjo comercial é que o gerador muitas vezes não tem permissão para comercializar toda a energia que é capaz de gerar, ficando limitado a vender um montante determinado de energia que corresponde a uma parcela de sua capacidade máxima de geração. Desta forma, em muitos casos há uma diferença entre a potência disponível e a energia que pode ser contratada (garantia física).

O conceito de garantia física procura assim unir aspectos comerciais e elétricos da produção de eletricidade: cada gerador pode comercializar uma parcela da energia que o sistema pode produzir de forma garantida. O cálculo da garantia física de cada

gerador permite que a energia passível de ser vendida por um gerador seja proporcional à sua contribuição para a capacidade do sistema elétrico.

Para o empreendedor de uma nova usina, a garantia física tem um significado estritamente comercial. A competitividade de seu projeto no leilão de energia nova está ligada diretamente à sua garantia física: quanto maior a garantia física, mais energia pode ser vendida e, conseqüentemente, maior o potencial para obtenção de receitas recorrentes.

No entanto, a definição da garantia física obedece a critérios eminentemente elétricos. O empreendedor não tem influência direta na garantia física de seu projeto, que é definida em estudos que determinam seu valor - físico - para o sistema.

A garantia física é calculada pela EPE utilizando metodologia oficial, estabelecida atualmente pela Portaria nº 268 do MME, de 12 de Setembro de 2008. Para a maior parte dos projetos de geração<sup>6</sup>, estes estudos consistem na modelagem do Sistema Interligado Nacional - SIN - simulando como seria sua operação caso a nova usina fosse construída. Esta modelagem permite calcular a capacidade global de atendimento de carga e a contribuição de cada usina específica para ela. É com base nestes estudos realizados pela EPE que o MME define legalmente a garantia física de cada nova usina, autorizando assim a comercialização da energia correspondente nos leilões de energia nova.

Nestes termos, a metodologia de cálculo das garantias físicas tem como objetivo assegurar que a energia comercializada esteja lastreada em capacidade efetiva de atendimento de carga pelo sistema. A comercialização de energia na forma de garantia física permite que haja uma correta sinalização econômica para a expansão do parque gerador. Esta metodologia busca permitir que as necessidades de aumento de consumo acabem resultando na contratação de novos empreendimentos de geração na medida certa para atender à carga adicional, permitindo que o sistema seja automaticamente dimensionado e ajustado para atender à carga que foi estimada pelos consumidores.

## 1.1 O Dimensionamento do Sistema Elétrico

A necessidade de associar a comercialização de energia à garantia física - um conceito sofisticado, que não exprime a energia propriamente dita, mas a contribuição para a capacidade do sistema como um todo de garantir o suprimento de energia - decorre das características do SIN. A matriz de geração brasileira é predominantemente hídrica e está intrinsecamente sujeita às incertezas das chuvas. Por esta razão, a capacidade instalada do parque gerador ultrapassa em muito a demanda de ponta. Segundo dados do ONS, em meados de 2009 havia 99 GW de capacidade instalada para uma demanda na ponta de 65 GW. Este aparente excesso de capacidade instalada é estruturalmente necessário, uma vez que a maior parte da capacidade de geração é de usinas hidroelétricas. Em períodos de hidrologia favorável as usinas hidroelétricas

---

6 Para as geradoras eólicas e as usinas de bioeletricidade não é feita a modelagem completa do funcionamento do Sistema Interligado, existindo uma metodologia específica para definição de suas garantias físicas.

são capazes de atender praticamente toda a carga. Mas elas não conseguem *garantir* o atendimento estável, uma vez que a geração fica sempre condicionada à disponibilidade de água, variável exógena e imprevisível. Já as usinas termoelétricas não têm limitações do gênero: elas podem do ponto de vista técnico, ser acionadas de forma quase contínua. Mas no sistema hidrotérmico brasileiro as usinas termoelétricas operam essencialmente como *backup*, como reserva do parque hídrico, entrando em funcionamento apenas na medida em que se torne econômico ou necessário poupar a água dos reservatórios para garantir o suprimento de energia. Como as termoelétricas contribuem para garantir a estabilidade do atendimento da carga, elas são contratadas para comercializar energia, mesmo ficando ociosas em boa parte do tempo.

Isto equivale a dizer que o parque gerador brasileiro é desenhado para manter um grau considerável de capacidade excedente e ociosa: durante períodos úmidos normais as hidrelétricas geram muita energia e as termoelétricas ficam praticamente ociosas. Esta situação se inverte em anos secos, em que a geração térmica é acionada intensamente e as geradoras hídricas são menos acionadas por conta disponibilidade de água dos reservatórios.

Dimensionar corretamente a capacidade instalada é uma das questões mais importantes, cruciais e estratégicas para o planejamento energético do parque gerador. Em um sistema de base térmica, o dimensionamento do sistema é uma tarefa mais simples: precisa-se de uma capacidade instalada que seja capaz de atender à demanda com alguma sobra. Centrais termelétricas são contratadas dentro dos parâmetros de crescimento da demanda. Já em um sistema hidrotérmico, com preponderância da hidroeletricidade (75%) o correto dimensionamento da capacidade instalada é uma tarefa mais complexa e difícil. Sabe-se de antemão que não é possível contar com todo o potencial de geração em algumas circunstâncias e que a segurança do abastecimento requer uma margem considerável de capacidade instalada extra. Porém não é trivial decidir qual o tamanho do excedente de capacidade necessário ou desejável. No Brasil, isto é feito através do cálculo da garantia física do sistema (ou carga crítica), que consiste em uma modelagem da operação do SIN. Esta modelagem determina a carga máxima que pode ser atendida respeitando critérios econômicos e de segurança de abastecimento.

## 1.2 A Operação do Sistema Interligado Nacional

Para entender a forma como o parque gerador brasileiro é dimensionado é preciso entender primeiro a forma como ele é operado. O SEB é despachado de forma centralizada pelo ONS, procurando atender a um duplo objetivo:

- i. Assegurar a segurança do abastecimento; e,
- ii. Manter baixos os custos totais de operação.

Por segurança do abastecimento entende-se manter a probabilidade de ocorrência de déficits de oferta em níveis reduzidos. Por menores custos de operação entende-se

basicamente o gasto com combustíveis fósseis para geração térmica. Os dois objetivos colocados para o Operador são conflitantes: por um lado se deseja que o ONS minimize a geração térmica a fim de reduzir custos e por outro se deseja uma baixa probabilidade de déficit, que, em muitas circunstâncias só pode ser obtida poupando água mediante aumento da geração térmica e, conseqüentemente, dos custos a ela associados.

A decisão sobre o volume total de energia térmica que deve ser despachada no presente é apoiada em uma sofisticada modelagem computacional.

O modelo parte da Energia Armazenada nos Reservatórios (EAR), da Energia Natural Afluente (ENA) do momento, da configuração atual e da evolução prevista para o parque gerador, para a carga e para o sistema de transmissão.

As afluências futuras são simuladas em cenários sintéticos, fundamentados no histórico de vazões das diversas bacias hidrográficas. A determinação do “despacho ótimo” tem que levar em conta o fato de que as decisões de geração no presente têm influência nas decisões futuras. Despachando hoje energia de fonte térmica, gasta-se mais, poupa-se água dos reservatórios, o que resulta em um aumento no volume de energia hídrica disponível mais à frente e, portanto, em menor probabilidade de despacho térmico no futuro, mas também em menor risco de desabastecimento. O despacho ótimo é aquele que minimiza a soma do custo imediato (geração térmica no presente) com o custo futuro (geração térmica somada a eventuais custos de déficit de suprimento).

### 1.3 A Garantia Física do Sistema Interligado

Para dimensionar a capacidade do SIN – Sistema Interligado Nacional – de atender à carga de forma confiável e econômica se emprega, em linhas gerais, a mesma modelagem computacional utilizada para dar suporte às decisões de despacho. O programa empregado é o *Newave*, desenvolvido pelo CEPEL. E o procedimento é o cálculo da garantia física do sistema, também chamada de carga crítica. A garantia física do sistema é a maior carga que pode ser atendida respeitando simultaneamente um critério de segurança de abastecimento (risco anual de déficit menor que 5%) e um critério econômico, baseado na igualdade entre o custo de expandir o sistema construindo novas usinas (Custo Marginal de Expansão – CME) e o custo de operar o sistema (Custo Marginal de Operação – CMO).

O critério de segurança do abastecimento é o mais elementar dos dois. Definido pela Resolução nº 1 de 2004 do CNPE, ele garante que o sistema seja dimensionado de forma a manter baixa a probabilidade de insuficiência de oferta.

Já o critério econômico é definido pela a igualdade entre CMO e CME, introduzido pela Portaria nº 258 de 2008 do MME, faz com que também seja levado em conta o custo de operação projetado. A justificativa para a introdução deste segundo critério é que, embora algumas vezes seja possível atender a uma carga mais elevada fazendo um uso intenso das termoelétricas mais caras, isto pode não ser econômico. Em tais circunstâncias, o custo de operação das termoelétricas pode se mostrar tão elevado que seja mais barato atender a carga através de novas geradoras.

Na prática, a garantia física do sistema é encontrada rodando o programa *Newave* diversas vezes fazendo variar apenas a carga<sup>7</sup>. A cada carga testada, o programa calcula os riscos de déficit e o CMO médio. O processo termina quando tanto o critério de segurança de abastecimento quanto o critério econômico são atendidos e a carga correspondente a essa situação é a carga crítica ou garantia física do sistema.

## 2. O Cálculo da Garantia Física do Sistema

A garantia física do sistema é a variável fundamental para o planejamento da expansão do sistema elétrico. Ela permite determinar qual carga pode ser atendida de forma segura e econômica a partir de uma configuração de unidades geradoras e de linhas de transmissão, embasando as decisões de construir linhas de transmissão e novas usinas para atender a expectativa de crescimento da carga.

No entanto, a compatibilização entre o modelo comercial e o planejamento do sistema elétrico requer um passo adicional. A garantia física do sistema precisa ser distribuída entre os diversos geradores de modo que a soma das garantias físicas concedidas, que correspondem ao somatório dos direitos de vender energia e lastrear consumo, corresponda à toda garantia física do sistema. É esta condição que assegura a correta sinalização econômica para a expansão: as necessidades de energia adicional estimada pelos consumidores acabam resultando na contratação de novos empreendimentos de geração capazes de viabilizar o atendimento da carga crescente. Porém, apesar de altamente desejável, a igualdade entre o lastro físico e o lastro comercial é, na prática, difícil de obter, como será demonstrado em seguida.

### 2.1 Descasamento entre o Lastro Físico e o Lastro Comercial

No passado recente ocorreram problemas na distribuição de certificados de garantia física aos empreendimentos: constatou-se que a soma das garantias físicas concedidas às usinas ultrapassava a garantia física do sistema. Em 2004, a diferença entre as garantias físicas vigentes e os valores calculados era de quase 1.000 MW<sub>méd</sub>. Com isto, o modelo comercial ficou “descolado” do fundamento elétrico: os consumidores podiam contratar uma carga que, do ponto de vista elétrico, só podia ser atendida com riscos de déficit elevados ou com altos custos de geração termoelétrica. Para corrigir esta discrepância foi realizado, na ocasião, um ajuste nas garantias físicas concedidas de forma a fazer convergir o total de certificados com a garantia física do sistema calculada. Também foi aprovada uma nova metodologia de rateio da garantia física do sistema que, em suas linhas gerais, ainda é praticada atualmente.

---

<sup>7</sup> Há diferenças entre a modelagem empregada no cálculo da garantia física do sistema e aquela utilizada para a operação do sistema. Dentre elas destacam-se duas: (i) para calcular a garantia física do sistema não se parte das aflúncias e do nível de reservatórios em um momento dado e; (ii) trabalha-se com uma configuração do sistema estática, isto é, onde a carga não se altera com o passar do tempo e não são feitos acréscimos ao sistema.

Mais recentemente foram verificadas novas discrepâncias entre a soma das garantias físicas das usinas e a garantia física do sistema. A introdução da restrição de natureza econômica no cálculo da garantia física do sistema (CMO = CME) foi responsável pelo descolamento. Esta decisão equivaleu na prática a uma redução no risco de déficit anteriormente praticado, com a conseqüente diminuição da carga que o sistema é capaz de atender. Isto pode ser constatado pela Tabela 1, que mostra a redução da garantia física do sistema decorrente da adoção do novo parâmetro de cálculo.

**Tabela 1**  
**Redução da garantia física do sistema medida entre o cálculo da garantia física para o leilão da UHE Jirau e para o Leilão A-3 de 2008**  
 (em MWméd)

	MWméd
Garantia física do sistema em 04.2008, já com Jirau (1)	66.320
Garantia física do sistema em 08.09, (LEN A-3 2008, caso base) (2)	63.820
Redução da garantia física do sistema (3 = 1 - 2)	2.500

Fonte: EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração.

Volumes: Cálculos da garantia física de Jirau e Cálculo da garantia física de empreendimentos termelétricos A-3 de 2008

Esta tabela apresenta os valores do cálculo da garantia física do sistema realizado pela EPE com configurações muito semelhantes do sistema em um intervalo de poucos meses. O primeiro cálculo foi feito para o leilão da UHE Jirau em abril de 2008 e encontrou uma garantia física do sistema de 66.320 MWméd. O estudo seguinte, realizado em agosto de 2008, para o leilão A-3 de 2008, encontrou uma garantia física do sistema de 63.820 MWméd, representando uma redução de 2.500 MWméd em apenas quatro meses.

Esta redução pode ser creditada à introdução no segundo estudo do critério econômico (CMO = CME) para o cálculo da garantia física, pois não houve alterações nos demais parâmetros para cálculo que justificassem uma diminuição da garantia física do sistema de TAM monta. Ao contrário, o custo do déficit foi reajustado, o que, isoladamente aumentaria o despacho térmico e, portanto, a carga crítica. Tampouco houve aumento dos custos de geração térmica (CVUs), que também poderia acarretar, como será analisado posteriormente, uma queda na garantia física do sistema. Já a capacidade de transmissão de energia entre os subsistemas sofreu leve aumento, o que, novamente, tenderia a aumentar e não a diminuir a carga crítica. Finalmente, não foi verificada nenhuma retirada de empreendimentos de geração do *deck*.

Na verdade, a diminuição na carga crítica é particularmente relevante levando-se em conta que o último estudo foi elaborado após o leilão de transmissão que contratou a construção para a interligação dos sistemas isolados de Manaus e do Amapá ao SIN. Com isto, foram incluídas usinas que serão incorporadas ao SIN em 2012 e que ainda não constavam do estudo para a garantia física de Jirau: as UHEs Balbina (250 MW)

e Coaracy Nunes (78 MW), além de outras treze termoelétricas com potência total de 1.398 MW. Contando com estas novas usinas, a garantia física do sistema deveria necessariamente aumentar e não diminuir.

Neste sentido, a diminuição da garantia física do sistema em consequência da introdução da igualdade entre CMO e CME provocou descasamento entre o lastro físico e o lastro comercial em magnitude bastante superior a verificada em 2004. Desta feita encontrou-se uma nova forma de corrigir o desequilíbrio. Ao invés de ajustar as garantias físicas em vigor, optou-se pela contratação progressiva de energia de reserva, a começar pelo LER - Leilão de Energia de Reserva - de agosto de 2008. Com isto os geradores antigos mantêm suas garantias físicas, mas elimina-se o desequilíbrio entre o lastro comercial e o lastro físico. Contando com a energia de reserva, o sistema pode atender a uma carga maior. No entanto, deve-se destacar que o lastro contratável e, portanto, o consumo, permanece igual, uma vez que a energia de reserva é contratada pelo sistema, não podendo lastrear qualquer consumo adicional.

## 2.2 A Instabilidade da Garantia Física do Sistema

O descasamento entre o lastro físico e o lastro comercial poderá tornar a ocorrer no futuro. A própria natureza metodológica do cálculo da garantia física do sistema faz com que o número encontrado seja sensível a mudanças nos critérios ou nos parâmetros de otimização do despacho.

O cálculo da garantia física do sistema pode ser fortemente influenciado por mudanças nos critérios de otimização. Uma eventual adoção no cálculo da garantia física do sistema da Curva de Aversão a Risco (CAR) - critério de segurança que já é utilizado nas decisões de operação e que altera tanto a lógica de despacho como o cálculo do CMO - pode implicar em substancial revisão do valor da carga crítica.

O cálculo da garantia física do sistema também é muito sensível aos preços de combustíveis, e tende a sê-lo cada vez mais, na medida em que a geração termoelétrica amplia sua participação na matriz. Isto ocorre porque a maior parte das novas termoelétricas tem o custo variável (CVU) indexado às cotações dos combustíveis no mercado internacional, convertidas em R\$. Desta forma, a decisão de operação de térmicas, e do seu custo, é função do custo do déficit de suprimento que se busca evitar e do custo da geração térmica. Com isto, sempre que o custo unitário da geração térmica sobe, os modelos de otimização passam a recomendar um volume menor de MWhs de geração térmica. O menor despacho térmico resulta em menores níveis dos reservatórios, o que diminui a capacidade do sistema de compensar e suportar eventuais situações hidrológicas adversas. E tem como resultado uma diminuição da capacidade de atender a carga futura dentro dos critérios de segurança de abastecimento definidos. Naturalmente, sempre que os preços dos combustíveis em R\$ caem, ocorre o oposto: mantido o mesmo custo de déficit, o algoritmo de otimização passa a indicar um maior despacho térmico, que leva a reservatórios mais cheios e permite ao sistema atender a uma carga futura maior.

### 3. Problemas no Cálculo das Garantias Físicas dos Novos Empreendimentos

Além dos problemas do cálculo da garantia física do sistema tratados na seção 2 e que serão retomados na seção 5, constatou-se que há um grave problema de metodologia no cálculo da garantia física dos *novos projetos de usinas* que vem provocando sérias distorções:

- i. Na seleção dos novos empreendimentos de geração; e
- ii. No equilíbrio entre lastro comercial e lastro físico.

O problema está localizado no cálculo da garantia física dos novos projetos derivado do rateio da garantia física do sistema, que concede aos novos projetos um lastro comercial que não corresponde a um acréscimo na capacidade de atendimento de carga pelo SIN. Esta importante e preocupante questão será assinalada nos três próximos tópicos.

#### 3.1 A Garantia Física dos Novos Empreendimentos

Os projetos que disputam os LEN – Leilões de Energia Nova - têm suas garantias físicas calculadas pela EPE. No caso das centrais térmicas e hidrelétricas a EPE elabora um estudo com o objetivo de calcular as garantias físicas dos empreendimentos inscritos. O estudo parte de um caso base, em que o sistema existente é modelado com todas as usinas e linhas de transmissão contratadas, incluindo as que ainda não entraram em operação. Em seguida são feitas novas modelagens em que ao caso base são acrescentadas cada nova usina ou grupo de usinas semelhantes inscritas no leilão. Para cada uma destas novas modelagens é calculada a garantia física do sistema. **Esta nova garantia física é então rateada entre todas as usinas.**

O método de rateio adotado consiste na divisão da garantia física do sistema proporcionalmente à geração esperada das usinas ponderada pelo CMO. Para as termoeletricas esta divisão é feita diretamente, a partir de dados de saída do *Newave*: geração de cada UTE individualmente, geração total de cada subsistema e os CMOs correspondentes. Já para as hidroelétricas, que são representadas no *Newave* agrupadas por sub-mercados, o cálculo é feito em duas etapas: primeiro calcula-se a garantia física do bloco hídrico e depois se faz o rateio do total do bloco entre as hidrelétricas, de acordo com as energias firmes de cada uma, calculadas usando o programa MSUI. Do ponto de vista comercial, de todo o estudo sobre garantia física interessa apenas um número: a garantia física da nova usina calculada após o rateio.

A metodologia utilizada nos estudos que definem a garantia física dos novos empreendimentos tem uma limitação conhecida. Ela decorre do fato de que é impossível saber, *ex-ante*, as características do grupo de usinas a ser efetivamente contratado pelo leilão. Isto faz com que não se consiga captar com precisão o impacto que o grupo de usinas vencedoras no leilão terá sobre o sistema.

Um exemplo deste tipo de problema pode ser encontrado nos LEN de 2008 quando foram contratadas muitas usinas térmicas com características semelhantes, concentradas na Região Nordeste. Esta situação não corresponde a nenhum dos casos modelados e pode resultar em garantias físicas diferentes das calculadas originalmente.

### 3.2 Problemas no Cálculo da Garantia Física por Rateio

Além da dificuldade de não se saber ao certo qual a combinação de projetos que será contratada, a metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos tem uma falha mais séria e estrutural:

*Ao fazer o rateio da garantia física do sistema entre as geradoras não se está medindo, efetivamente, a contribuição efetiva de cada projeto para o aumento da capacidade de atendimento de carga pelo sistema.*

Trata-se de uma falha que resulta em consequências importantes:

- i. Esta metodologia de rateio não permite expandir o sistema mantendo o equilíbrio entre lastro físico e lastro comercial
- ii. Há distorção na avaliação econômica dos projetos que participam dos LEN (leilões de energia nova).

Na seção 3.3 estes dois pontos serão examinados de forma mais detida. No momento cabe reunir e sistematizar alguns dados que permitam visualizar, quantificar e entender o problema.

O descasamento entre a garantia física de empreendimento e sua contribuição real para o aumento da capacidade do sistema atender a carga pode ser percebido claramente a partir dos dados apresentados nas Tabelas 2 e 3, ambas compiladas a partir de estudos da EPE para cálculo de garantias físicas. A Tabela 2 mostra dados do cálculo da garantia física das UHEs Santo Antônio e Jirau.

**Tabela 2**  
**UHE de Santo Antônio e Jirau:**  
**Garantia Física legal x Aumento da Garantia Física do Sistema**  
 (Em MW<sub>méd</sub> e %)

Item	Santo Antônio	Jirau
Garantia física do sistema: caso base (1)	61.099	64.580
Garantia física do sistema com o projeto (2)	63.150	66.320
Aumento da garantia física do sistema (3 = 2 - 1)	2.051	1.740
Garantia física legal do projeto (4)	2.218	1.975
Lastro comercial sem lastro físico (5 = 4 - 3)	-167	-235
Lastro comercial sem lastro físico / Lastro comercial (6 = 5/3)	-7,5%	-11,9%

*Fonte: EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de Santo Antônio e Cálculo da garantia física de Jirau.*

A primeira linha (1) indica o valor da garantia física do sistema (ou carga crítica) do caso base, isto é, calculada para a configuração do sistema antes do projeto que está sendo avaliado. A segunda linha (2) exibe a garantia física do sistema modelado já com a inclusão da nova usina. A linha (3) indica o acréscimo de garantia física do sistema acarretado pela inclusão do novo projeto na modelagem (sendo obtido pela subtração do valor de 2 - 1). Já a linha (4) traz a garantia física “oficial” do projeto, calculada pela EPE usando a metodologia oficial. Verifica-se que tanto para a UHE de Santo Antônio como de Jirau foi concedida uma garantia física maior que o aumento proporcionado pelo empreendimento na capacidade de atendimento de carga do sistema. Portanto, parte do lastro comercial dado a cada um dos projetos não corresponde ao acréscimo de lastro físico para o sistema, conforme indicado nas linhas (5) e (6). O lastro comercial de Santo Antônio é 7,5% (167 MW<sub>méd</sub>) maior que o ganho para o sistema em termos de capacidade de atendimento de carga. A diferença sobe a 11,9% (235 MW<sub>méd</sub>) para a UHE Jirau.

Já a Tabela 3 exibe duas situações em que ocorre o oposto: o aumento da garantia física do sistema é maior que o lastro comercial concedido para os projetos. Estes dois exemplos foram obtidos dos estudos para cálculo de garantias físicas de termoeletricas com CVU baixo para o leilão A-5 de 2007 e A-3 de 2008.

**Tabela 3**  
**Usinas Térmicas de CVU baixo**  
**Garantia Física legal x Aumento da Garantia Física do Sistema**  
 (Em MWméd e %)

Item	A-5 2007 CVU < R\$82	A-3 2008 CVU < R\$90
Garantia física do sistema: caso base (1)	59.940	63.820
Garantia física do sistema com o projeto (2)	61.500	64.141
Aumento da garantia física do sistema (3 = 2 - 1)	1.560	321
Garantia física legal máxima* do projeto (4)	1.253	194
Lastro físico excedente ao lastro comercial (5 = 3 - 4)	307	127
Lastro físico excedente / Lastro comercial (6 = 5/4)	24,5%	65,5%

*\*Supondo disponibilidade de 97% da capacidade instalada.*

*Fonte: EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração.*

*Volumes: Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 e A-5 de 2007 e Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 de 2008.*

Em ambos os leilões foram inscritos empreendimentos de termoeletricas com custo variável baixo. No leilão A-5 de 2007 foram quatro usinas com CVU abaixo de R\$ 82/MWh, movidas a recuperação de calor de gases de processos industrial, casca de arroz, cavaco de madeira e carvão mineral. Estas usinas foram modeladas em um mesmo grupo, que resultou em um acréscimo de garantia física do sistema de 1.560 MWméd. A EPE não chegou a divulgar a garantia dos projetos individualmente. Mas como a metodologia de rateio estabelece a potência disponível como o teto para a garantia física de uma usina, é possível estimar que este conjunto de usinas tenha uma garantia física não superior a 1.253 MWméd<sup>8</sup>. O lastro físico foi, portanto, 307 MWméd (linha 5) maior que ao lastro comercial, significando uma diferença de 24,5%.

Já no leilão A-3 de 2008, inscreveram-se sete usinas com CVU abaixo de R\$ 90/MWh, cuja fonte de energia era de capim elefante e dejetos aviário/resíduo sólido vegetal. A garantia física do sistema teve um aumento de 321 MWméd na modelagem do sistema com estas usinas, mas pode-se estimar que o lastro comercial tenha sido limitado a um máximo de 194 MWméd<sup>9</sup>. O lastro físico teve, portanto, um excedente de 127 MWméd sobre o lastro comercial (5), resultando uma diferença de 65,5% (linha 6).

8 Supõe-se aqui que a potência disponível é de 97% da capacidade instalada de 1.292 MW informada no referido estudo.

9 Supõe-se que a potência disponível é de 97% da capacidade instalada de 200 MW informada no estudo.

### 3.3 Interpretação dos Exemplos

Recolhidos de estudos oficiais que definiram a garantia física de empreendimentos de geração, os dados acima indicam que o uso da metodologia de determinação do lastro comercial por meio de um rateio econômico da garantia física do sistema pode gerar sérias distorções.

O cálculo das garantias físicas das usinas individuais através de um rateio da garantia física do sistema pode ser adequado para dividir a carga crítica de uma configuração dada do parque gerador entre diversas usinas. Para o problema existente em 2004, quando foi constatado que o lastro físico do sistema era menor do que o lastro comercial e, como consequência, se buscou redefinir as garantias físicas anteriormente concedidas, um rateio da garantia física do sistema pode ser considerado uma boa solução. Mas quando trata de decidir qual a forma mais econômica de expandir o sistema, a metodologia de rateio positivamente não é adequada, conforme indicam os resultados verificados nas tabelas 2 e 3.

Vale assinalar e reafirmar que o objetivo central na expansão do parque gerador é: *atender a uma carga crescente ao menor custo*. Para tanto, cada novo projeto precisa ser avaliado por sua contribuição efetiva e física para o aumento no atendimento de carga pelo sistema. No entanto, isto não é possível através de um rateio da garantia física total do sistema, pois esta abordagem não mede o incremento de garantia física do sistema, como ficou evidente pelas Tabelas 2 e 3. A situação do sistema elétrico antes do projeto, a carga crítica do caso base, não é sequer parâmetro para a definição da garantia física das novas usinas. O lastro comercial é calculado pela combinação de três saídas de uma modelagem em que o sistema *já conta com o novo projeto*:

- i. As séries de CMOs;
- ii. A energia produzida pelas geradoras; e
- iii. A nova garantia física do sistema.

Neste sentido, é facilmente demonstrado que não hánexo causal entre estas variáveis e o aumento na capacidade de atendimento de carga pelo sistema. Todas as variáveis utilizadas no cálculo oficial da garantia física de uma usina são saídas do *Newave* em uma configuração estática dada. Como seria possível depreender do funcionamento estático do sistema, um incremento da capacidade de atendimento de carga?

- i. Adotando-se uma metodologia dinâmica, onde o crescimento do sistema fosse explicitamente modelado,
- ii. Efetuando uma comparação entre duas configurações do sistema operando de forma estática, como foi feito nas Tabelas 2 e 3, ou seja, ente o *caso base* e o caso com a nova usina ou grupo de usinas.

O incorreto dimensionamento dos benefícios dos projetos no cálculo das garantias físicas trás conseqüências e dificuldades para a avaliação da economicidade dos projetos e para a fundamentação e solidez do modelo de comercialização de energia.

Para projetos que apresentam uma contribuição para o aumento da garantia física do sistema maior que lastro comercial que lhes cabe, como as usinas com CVU baixo (ver Tabela 3) o principal efeito da má mensuração dos benefícios é uma distorção na sua avaliação econômica. Estes projetos que deveriam ser priorizados e melhor precificados nos leilões de energia nova, estão sendo prejudicados em sua competitividade, pois valem mais do que estão sendo contratados.

Na verdade, a metodologia de seleção de projetos nos leilões de energia nova tem se pautado por uma variável, o lastro comercial, que não é a mais relevante para determinar o real valor do projeto para a expansão do sistema. Isto por que é imposto um teto comercial para a garantia física de um empreendimento: ele não pode ser superior à potência disponível. E as usinas com garantias físicas superiores ao teto, não importa o método que seja usado para calculá-las, precisam assim ter o lastro comercial artificialmente reduzido.

A imposição de um teto à garantia física é uma limitação perfeitamente razoável do ponto de vista comercial. Se um empreendimento pudesse vender mais energia do que é capaz de gerar, ele estaria sempre sujeito a ajustes negativos na CCEE. Mesmo havendo despacho a plena capacidade a energia comercializada seria maior que a energia medida. Esta situação seria desvantajosa para o empreendedor, pois implicaria em permanente exposição ao risco das variações dos preços no MCP - Mercado de Curto Prazo. Em situações em que o PLD subisse muito, a usina, incapaz de entregar a energia vendida, acabaria tendo um pesado ajuste negativo na CCEE.

Porém, mesmo sendo razoável fixar um teto para o lastro comercial, isto não deveria contaminar o critério de seleção de projetos nos leilões. Na avaliação de projetos o correto é reconhecer integralmente o benefício econômico para o sistema. E este critério deve ser considerado mesmo que o projeto permita ao sistema atender a uma carga adicional maior do que aquela que ele pode produzir diretamente. Se uma usina é capaz de aumentar a garantia física do sistema mais do que sua potência disponível, como é o caso das usinas com CVU baixo apresentadas na Tabela 3, faz sentido que ela receba um preço diferenciado que estimule a sua contratação. Este diferencial reflete o fato de que a contratação de projetos deste tipo diminui os custos globais do sistema e reduz a necessidade de contratação futura de energia de reserva. Como será examinado na seção 4 este também é o caso das usinas movidas a biomassa de cana de açúcar.

Retornando à análise dos casos em que está sendo definido um lastro comercial maior que o lastro físico para um novo projeto. O problema aqui não se limita a uma incorreta sinalização econômica. A má sinalização existe, é verdade: quando são avaliados pela garantia física "oficial", estes projetos parecem mais baratos do que são e recebem assim um incentivo injustificado e maior competitividade no leilão. Contudo há ainda um segundo problema, que diz respeito à própria solidez do sistema elétrico. Contratando projetos com estas características - lastro comercial maior que o lastro físico - *os consumidores têm permissão para aumentar a carga sem um incremento correspondente de lastro físico*, isto é, sem que esteja assegurado o funcionamento seguro e econômico do sistema para atender ao nível mais elevado de carga.

Como foi analisado anteriormente, um dos requisitos básicos da expansão do sistema é a compatibilização do lastro comercial com o efetivo dimensionamento elétrico do sistema. No entanto, o lastro físico só pode permanecer alinhado com o lastro comercial se ambos aumentarem juntos. Se forem contratadas muitas usinas com lastro comercial superdimensionado em relação ao lastro físico, podem resultar em altos custos de operação do sistema e em uma deterioração da segurança do abastecimento. Ou, alternativamente, acabará aumentando a necessidade de contratação de energia de reserva, com um custo adicional e suplementar para todos os consumidores que, teoricamente, já estavam contratados.

Do ponto de vista do consumidor a contratação de energia de reserva para suprir um desequilíbrio entre a energia contratada e a capacidade real do sistema atender à carga equivale a pagar duas vezes pela mesma energia:

- i. A primeira vez quando as distribuidoras contratam usinas nos leilões de energia nova; e,
- ii. A segunda vez quando é contratada, mediante aumento de encargos, energia de reserva para suprir a energia que aquelas usinas não podem fornecer.

#### **4. Estudo de Caso: termoeletricas dos leilões A-3 e A-5 de 2008**

Os dados obtidos dos estudos da EPE, que foram utilizados nas Tabelas 2 e 3, evidenciam problemas nos cálculos das garantias físicas de novos projetos de geração. Não é possível, porém, traçar a partir deles um quadro completo dos benefícios econômicos dos empreendimentos termoeletricos, nem saber exatamente quais projetos dentre os que vêm disputando os leilões têm sido mal avaliados. Particularmente, os dados disponíveis são insuficientes para testar as duas hipóteses enunciadas na Introdução deste estudo, ou seja:

- i. De que a maior competitividade das usinas térmicas com custo variável elevado nos leilões de energia nova se deve em boa medida a problemas na metodologia de cálculo das garantias físicas; e,
- ii. Que a sazonalidade complementar da co-geração a partir de cana de açúcar tem sido sub-avaliada nos leilões de energia nova.

Para testar a primeira hipótese, de que as térmicas de CVU elevado são super avaliadas pela atual metodologia de cálculo das garantias físicas precisa-se de dados mais completos do que os disponíveis nos documentos públicos. Nos estudos da EPE, as termoeletricas são modeladas em grupos relativamente homogêneos. Mas para garantir o sigilo necessário e compreensível, a EPE não identifica individualmente as usinas, nem divulga detalhes sobre as características de cada projeto modelado.

Tampouco é possível testar a segunda hipótese, relativa às termoeletricas de biomassa sucroenergética, com os dados disponíveis publicamente. Neste caso, o problema é de outra natureza. Pela metodologia atual, alguns dos projetos não têm seus benefícios modelados no *Newave*. É o caso das geradoras eólicas e da co-geração a partir da biomassa. A garantia física destes projetos equivale à disponibilidade média de energia informada pelo empreendedor. Especificamente no caso da bioeletricidade, a usina informa o quanto de energia ela pretende gerar a cada mês e a garantia física é simplesmente a média anualizada da energia disponibilizada para o sistema. Porém, sem modelar o sistema com a nova usina não é possível medir sua contribuição para o aumento da capacidade de atendimento de carga.

#### 4.1 Metodologia Utilizada no Experimento

Para testar as duas hipóteses formuladas acima foi elaborado um experimento específico. Ele consistiu em modelar o funcionamento do sistema elétrico com uma nova central térmica a fim de comparar a garantia física que resulta da aplicação de um método marginalista - garantia física da usina medida pelo acréscimo de garantia física do sistema - ao resultado da metodologia oficial que, conforme examinado anteriormente baseia-se na garantia física definida pelo rateio da carga crítica.

O ponto de partida foi o caso base utilizado no cálculo das garantias físicas de termoeletricas dos leilões A-3 e A-5 de 2008, disponível no site da EPE. O caso base contém a configuração do sistema usada para avaliar os projetos à época na forma de arquivos de entrada do *Newave*.

Ao caso base foram agregados blocos homogêneos de termoeletricas, sempre com 2.000 MW<sub>méd</sub> de potência disponível e operando no submercado SE-CO. Cada um dos casos foi convergido usando o critério oficial: risco de déficit menor que 5% e um CMO de R\$ 148/MWh, respeitada a margem de tolerância. Para cada um dos casos anotou-se o acréscimo de garantia física do sistema que a contratação da nova usina trouxe com relação ao caso base. A garantia física das usinas também foi calculada pela metodologia oficial, utilizando a planilha de cálculo disponibilizada pela EPE.

Foram modelados cinco blocos de centrais termoeletricas:

- i. Um bloco de termoeletricas de bioeletricidade (biomassa de bagaço de cana) com 2.000 MW<sub>méd</sub> de potência disponível entre os meses de maio e novembro;
- ii. Quatro blocos de termoeletricas com custos variáveis (CVUs) entre R\$ 103 e R\$ 36 por MWh e potência disponível de 2.000 MW<sub>méd</sub><sup>10</sup>. Sendo cada bloco modelado sucessivamente e separado dos demais.

---

<sup>10</sup> Diferentemente da EPE que simulou diversos blocos com térmicas de características semelhantes, optou-se aqui por fazer blocos perfeitamente homogêneos (CVU único), cada um com 2.000MW de potência disponível, sempre operando no submercado SE-CO. Ao contrário dos blocos do experimento, que são fictícios, os blocos da EPE representavam usinas cadastradas no leilão. Embora semelhantes, as usinas modeladas estavam distribuídas em diversos sub-mercados e tinham características técnicas heterogêneas em termos de fator de capacidade (FC), indisponibilidade programada (IP) e taxa equivalente de indisponibilidade forçada (TEIF). É, portanto, de se esperar pequenas diferenças nos resultados finais.

As tabelas que se seguem apresentam os resultados obtidos no experimento.

Na Tabela 4 são apresentados os resultados da modelagem dos benefícios da bioeletricidade, supondo a produção concentrada entre maio e novembro<sup>11</sup>. A geração de 2.000 MW<sub>méd</sub> nestes sete meses corresponde a 1.167 MW<sub>méd</sub> em uma média anual. Pelo critério atualmente em vigor, este valor é exatamente a soma da garantia física dos empreendimentos do bloco. Porém, ao se modelar o sistema acrescentando este conjunto de usinas ao caso base, verifica-se que o sistema consegue atender a uma carga 1.256 MW<sub>méd</sub> maior do que antes.

Este resultado demonstra a tese, enunciada em estudo anterior (Castro *et al.*, 2010), de que com o esgotamento gradativo da capacidade de regularização dos reservatórios, *o sistema elétrico passa a operar de forma mais eficiente se for contratada geração sazonalmente complementar à hídrica no período seco.*

O simples fato de que a geração da bioeletricidade estar concentrada nos meses de baixas afluências permite que o sistema elétrico atenda a uma carga adicional que supera a energia gerada diretamente por estes empreendimentos. Isto porque o sistema se torna relativamente menos dependente da energia armazenada nos reservatórios das hidroelétricas.

**Tabela 4**  
**Garantia física: resultados do experimento da bioeletricidade**  
(em MW<sub>méd</sub> e %)

Item	Valor	Unidade
Geração efetiva entre maio e novembro	2.000	MW <sub>méd</sub>
Garantia física pela metodologia atual (1)	1.167	MW <sub>méd</sub>
Aumento da garantia física do sistema (2)	1.256	MW <sub>méd</sub>
Lastro físico excedente ao lastro comercial (3 = 2 - 1)	89	MW <sub>méd</sub>
Lastro físico excedente / Lastro comercial (4 = 3 / 1)	7,7	%

Fonte: Elaboração Gesel-IE-UFRJ

Nestes termos, os dados da Tabela 4 demonstram que os projetos de co-geração sucroenergética têm seus benefícios nitidamente sub avaliados nos leilões de energia nova, já que, pelos critérios atuais, não há apropriação plena dos benefícios que sua contratação traz para o sistema. Na prática há um benefício não quantificado de 89 MW<sub>méd</sub>, que equivale a 7,7% da garantia física definida pela metodologia oficial, que não é considerado, ou seja, que é sub-estimado e que determina uma perda, mesmo que relativa, na sua competitividade nos LER.

11 A geração declarada dos projetos de bioeletricidade sucroalcooleira já contratados está dispersa entre os meses de abril e dezembro. A maior concentração é entre os meses de maio e novembro, que serviram de base para a simulação. Para a distribuição sazonal da produção de energia dos empreendimentos de bioeletricidade já contratados, ver MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017*. Capítulo III, Anexo IV.

Na direção oposta, a Tabela 5 exibe os resultados da modelagem dos benefícios de diversos blocos de termoeletricas de CVU diferenciados para o sistema. Foi simulada a contratação de quatro blocos, cada um com 2.000 MW<sub>méd</sub>, de centrais termoeletricas e custos variáveis compatíveis com usinas que se sagraram vencedoras nos leilões A-3 e A-5 de 2008. As usinas que serviram de referência foram: uma térmica a carvão importado (com custo variável unitário de R\$ 103/MWh); uma usina a GNL (CVU de R\$ 142/MWh); uma usina a óleo combustível (CVU de R\$ 186/MWh); e, finalmente uma outra usina a GNL, mais “cara” que a primeira (CVU de R\$ 238/MWh).

**Tabela 5**  
**Garantia física: resultados de quatro casos**  
**de termoeletricas flexíveis**  
 (em MW<sub>méd</sub> e %)

Item	CVU em R\$/MWh				Unidade
	103	142	186	238	
Potência disponível	2.000	2.000	2.000	2.000	MW <sub>méd</sub>
Garantia física pela metodologia atual <b>(1)</b>	1.721	1.484	1.213	1.110	MW <sub>méd</sub>
Aumento da garantia física do sistema <b>(2)</b>	1.445	1.124	836	778	MW <sub>méd</sub>
Lastro comercial sem lastro físico <b>(3 = 2 - 1)</b>	-276	-360	-377	-332	MW <sub>méd</sub>
Lastro comercial sem lastro físico / Lastro comercial <b>(4 = 3 / 1)</b>	-16,0	-24,3	-31,1	-29,9	%

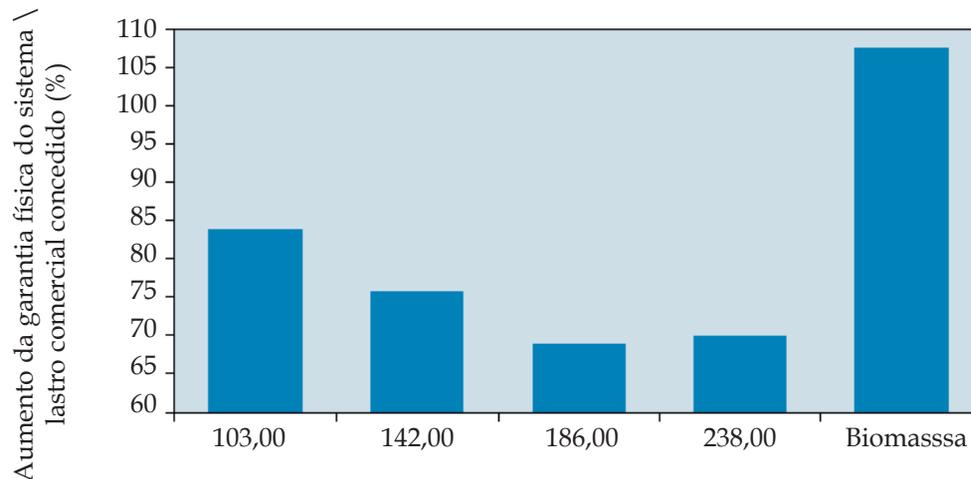
*\*Para garantias físicas: MME Portarias SPE 31 e 32 de 2008. Para CVUs e disponibilidade: MME, Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017, Capítulo III, Anexo III.*

Em todos os casos a garantia física – calculada pela metodologia “oficial” – ficou bastante acima do aumento efetivo da garantia física do sistema proporcionado pela contratação das usinas. O resultado mais evidente e preocupante é que parte do lastro comercial destas usinas não tem correspondência a um acréscimo de lastro físico. O lastro comercial sem lastro físico oscilou entre 276 MW<sub>méd</sub> (UTE a carvão) a 377 MW<sub>méd</sub> (UTE a óleo). Em termos relativos, entre 16,0% (usina a carvão importado) e 31,1% (UTE a óleo) do lastro comercial concedido não corresponde a lastro físico.

Para melhor visualizar os resultados dos experimentos apresentados nas Tabelas 4 e 5 foi elaborado o Gráfico 1, que exibe a comparação das garantias físicas calculadas pelas duas metodologias nos cinco casos modelados. Para tornar mais simples a comparação, o gráfico compara a razão entre o aumento de garantia física do sistema proporcionado e o lastro comercial calculado pela metodologia oficial (rateio da carga crítica) em cada um dos casos modelados. Os resultados obtidos são expressos em percentagens: 100% representa a igualdade esperada entre a garantia física medida pelas duas metodologias. Resultados menores que 100% indicam que a garantia física do sistema aumenta proporcionalmente menos que o lastro físico concedido. Valores acima de 100% indicam que a garantia física do sistema aumentou mais que o lastro físico concedido.

**Gráfico 1**

**Aumento da garantia física do Sistema comparado ao lastro comercial concedido (em %)**



Fonte: GESEL-UFRJ

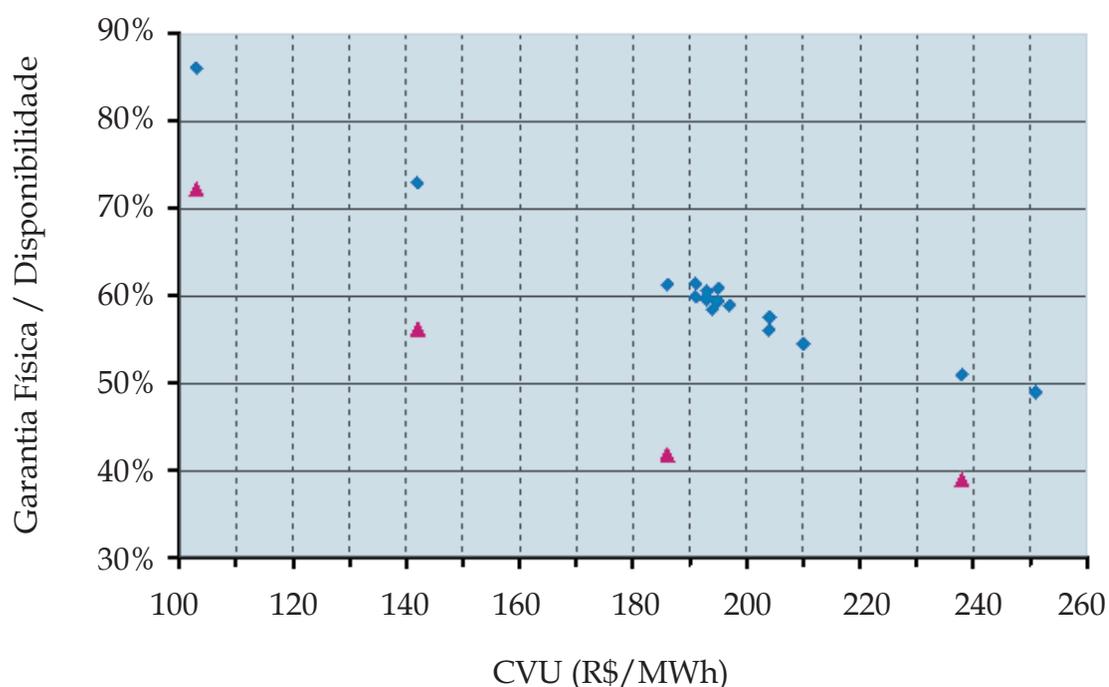
A fim de ampliar a análise gráfica do resultado dos experimentos, foi construído o Gráfico 2, que compara:

- i. As garantias físicas concedidas a todas as UTE's despachadas por ordem de mérito que obtiveram contratos nos leilões A-3 e A-5 de 2008; e,
- ii. Com o incremento de garantia física obtido no experimento para as usinas modeladas.

O eixo X representa a escala do custo variável (CVU) e o eixo Y a garantia física como porcentagem da disponibilidade de cada usina. As garantias físicas oficiais – isto é, calculadas pela EPE e concedidas pelo MME – das centrais térmicas contratadas nos leilões estão representadas por losangos<sup>12</sup>. Já o aumento efetivo de garantia física do sistema, calculado no experimento a partir do caso base utilizado pela EPE nos estudos que embasaram o cálculo das garantias físicas, está assinalado com triângulos. Percebe-se claramente que a metodologia oficial concede um lastro comercial que é sistematicamente maior que o lastro físico. Ou seja, os contratos de compra e venda de energia elétrica que resultaram dos leilões de energia nova não têm a devida e esperada correspondência com a energia garantida.

<sup>12</sup> A pequena dispersão observada entre as garantias físicas de termoeletricas com mesmo CVU decorre de particularidades da modelagem: ou são usinas com características semelhantes, mas em sub-mercados distintos, ou são usinas modeladas em blocos ligeiramente diferentes (houve pequenas variações no agrupamento de usinas entre os leilões A-3 e A-5).

**Gráfico 2**  
**Leilões de Energia Nova de 2008**  
**Garantia física legal X Acréscimo de garantia física ao Sistema**



Fonte: Elaboração do GESEL-IE-UFRJ. Para garantias físicas definidas oficialmente: MME Portarias SPE 31 e 32 de 2008. Para CVUs: MME, Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017, Capítulo III, Anexo III.

## 5. Limitações do Cálculo de Garantia Física do Sistema

Conforme assinalado na seção 2, o modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil persegue a igualdade entre a garantia física do sistema e o total do lastro comercial atribuído aos geradores. Contudo, apesar de altamente desejável, esta igualdade tem sido difícil de obter na prática. Os descasamentos entre o somatório do lastro comercial atribuído aos geradores e a garantia física do sistema tendem a se repetir no futuro e isto ocorrerá, basicamente, por três razões.

A primeira delas foi examinada na seção 2: a garantia física do sistema é sensível a qualquer alteração nos critérios de despacho e de segurança do abastecimento. Foi o que ocorreu quando o critério econômico (CME = CMO) foi introduzido no cálculo da garantia física do sistema, acarretando uma redução expressiva na carga crítica.

A segunda razão ficou evidente do experimento analisado na seção 4. Na medida em que as garantias físicas de novos projetos não coincidem com o aumento da capacidade atendimento de carga pelo sistema, teoricamente não há garantia de que os consumidores contratem empreendimentos capazes de assegurar o atendimento da

carga projetada. Na prática, o que se tem verificado é a contratação expressiva de projetos que não são capazes de lastrear carga na mesma proporção do lastro comercial que lhes é concedido.

Finalmente, a terceira razão está no tratamento dado ao preço dos combustíveis na determinação do despacho hidrotérmico. Esta é uma questão sensível e que merece maiores considerações. A atual modelagem do despacho supõe que os custos da geração térmica permanecem constantes ao longo de todo o período da simulação. Trata-se de uma forte e restritiva limitação da modelagem, pois concretamente os contratos recentes com termoelétricas indexam os custos variáveis de geração à cotação dos combustíveis no mercado internacional, convertida em R\$. No entanto, os dois fatores que determinam os reajustes do CVU, a taxa de câmbio e os preços de combustíveis, são sabidamente voláteis. Quando os parâmetros dos modelos computacionais são ajustados para refletir os CVU correntes, o despacho passa a ser determinado supondo que eles são definitivos. Com isto tanto o cálculo do custo imediato como o cálculo do custo futuro são fortemente impactados a cada atualização dos CVUs. A consequência é que os preços dos combustíveis em R\$ têm forte influência na otimização do despacho, o que se reflete em uma indesejável volatilidade no próprio cálculo da garantia física do sistema.

A Tabela 6 apresenta um exemplo concreto da volatilidade dos CVUs. A Tabela lista as usinas que obtiveram contratos nos leilões A-3 e A-5 de 2008 e que tinham à época os CVU's das usinas modeladas no experimento da seção 4. Estas dez usinas, com uma capacidade instalada total de 2.280 MW e disponibilidade de 2.201 MW méd foram incluídas no caso base para cálculo das garantias físicas para os leilões A-3 de 2009. Mas em função e decorrência de variações da taxa de câmbio e dos preços dos combustíveis no mercado internacional, seus CVUs sofreram reajustes consideráveis após a época do leilão e, portanto, foram atualizados para a nova rodada de cálculos de garantias físicas.

**Tabela 6**  
Evolução dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) entre os leilões de 2008 e caso base para os leilões de 2009.  
(em R\$/MWh e %)

Empreendimento	Combustível	CVU do leilão 2008 (R\$/MWh)	CVU do caso base 2009 (R\$/MWh)	Aumento do CVU (%)
Porto do Pecém II	Carvão	103	157	52,8
MC2 Joinville	GNL	142	175	23,3
MC2 João Neiva	GNL	142	175	23,3
MC2 Camaçari 1	Óleo Combustível	182	268	47,4
MC2 Catu	Óleo Combustível	182	268	47,4

Empreendimento	Combustível	CVU do leilão 2008 (R\$/MWh)	CVU do caso base 2009 (R\$/MWh)	Aumento do CVU (%)
MC2 Dias D'Ávila 1	Óleo Combustível	182	268	47,4
MC2 Dias D'Ávila 2	Óleo Combustível	182	268	47,4
MC2 Senhor do Bonfim	Óleo Combustível	182	268	47,4
MC2 Feira de Santana	Óleo Combustível	182	268	47,4
Linhares	GNL	238	298	25,3

Fonte: MME, Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017, Capítulo III, Anexo III. EPE, Caso Base do Leilão A-3/2009 para o cálculo das garantias físicas.

Como se pode constatar ocorreu um substancial aumento nos preços de combustíveis, oscilando entre 23,3%, para as termoelétricas a GNL “baratas” (de R\$ 142/MWh para R\$ 175/MWh) e 52,8%, para a termoelétrica a carvão importado (de R\$ 103/MWh para R\$157/MWh). Mantidos inalterados os demais parâmetros da otimização, resultaria deste aumento geral dos combustíveis uma redução expressiva da garantia física do sistema. Os dados do experimento apresentados na seção 4 podem ser usados para ilustrar este ponto.

A Tabela 7 exhibe a influência da variação do CVU de uma central térmica de 2.000 MW<sub>méd</sub> de potência disponível, com CVU original de R\$ 142/MWh na garantia física do sistema. Supõe-se que todas as demais térmicas mantiveram seus CVU's inalterados e que não houve qualquer outra modificação nos parâmetros de otimização.

**Tabela 7**

**Influência da variação do preço de combustíveis na garantia física do sistema: exemplo de uma térmica com CVU original de R\$ 142/MWh (em % e MW<sub>méd</sub>)**

Item	CVU (R\$/MWh)	
	103	186
Variação do CVU em relação a R\$ 142/MWh (%)	-37,9	31,0
Variação da carga crítica em relação ao CVU de 142/MWh (MW <sub>méd</sub> )	321	-288

Fonte: GESEL-UFRJ

Se hipoteticamente o CVU cair de R\$ 142/MWh para R\$ 103/MWh, representando queda de 37,9%, a garantia física do sistema aumentará em 321 MW<sub>méd</sub>. Já se o CVU passar de R\$ 142/MWh para R\$ 186/MWh, aumento de 31%, a garantia física do sistema será reduzida em 288 MW<sub>méd</sub>.

Se a variação do CVU referente a apenas 2.000 de potência disponível altera de forma tão significativa a garantia física do sistema, é de se esperar que uma variação dos CVU's de todo o conjunto de termoeletricas com contratos indexados ao preço *spot* em dólar dos combustíveis tenha um impacto importante na garantia física do sistema e represente, em última instância, uma volatilidade da garantia física do sistema. É o que se verifica na análise do caso base do leilão A-3 de 2009, que conta com uma configuração térmica com mais de 25.000 MW<sub>méd</sub> de potência disponível, já descontadas as inflexibilidades. A comparação entre o cálculo da garantia física do sistema realizado para os leilões de 2008 e 2009 sugere claramente que o aumento dos preços dos combustíveis teve forte impacto na garantia física do sistema.

A Tabela 8 exhibe a evolução da garantia física do sistema entre o caso base utilizado para os estudos da EPE para os leilões A-3 e A-5 de 2008 e o caso base para os leilões A-3 de 2009. Um resultado surpreendente e preocupante é que a garantia física do sistema manteve-se praticamente inalterada, passou de 63.820 MW<sub>méd</sub> para 63.850 MW<sub>méd</sub>, um acréscimo de apenas 30 MW<sub>méd</sub> ou 0,05%, e isto a despeito da contratação de termoeletricas totalizando uma capacidade instalada de 7.152MW e uma garantia física de 4.253 MW<sub>méd</sub> nos Leilões de Energia Nova de A-5 e A-8 de 2008.

**Tabela 8**  
**Evolução da garantia física do sistema do sistema contratado entre o caso base para os leilões A-3 de 2008 e A-3 2009**  
(em MW<sub>méd</sub>)

Caso	Garantia Física do Sistema
Caso base EPE - LEN A-3 2008	63.820
Caso base EPE - LEN A-3 2009	63.850

*Fontes: Elaboração do Gesel-IE-UFRJ com base nos seguintes documentos: EPE, Estudos para a licitação da expansão da geração. Volumes: Cálculo da garantia física de Jirau e Cálculo da garantia física de empreendimentos termoeletricos A-3 de 2008. EPE, Caso base do Leilão A3/2009 para o cálculo das Garantias Físicas.*

Vários fatores parecem ter contribuído para esta estagnação da garantia física do sistema. Um dos principais, seguramente, é o aumento generalizado dos CVUs, fruto da desvalorização do Real e do aumento das cotações de alguns combustíveis no mercado internacional. No entanto, outros fatores agiram na direção de conter a garantia física do sistema, de forma que ela praticamente não tenha refletido a contratação de um grande número de novas usinas. Entre estes fatores, destacam-se os seguintes.

i. *A concentração de empreendimentos, na Região Nordeste, distante dos principais centros de carga do país.*

Como não há sinal locacional para seleção de projetos nos Leilões de Energia Nova e há incentivos fiscais tanto na esfera federal, estadual e municipal para instalação de novos empreendimentos nesta região, há um forte estímulo para que novos projetos que não dependam de um recurso natural local (recursos hídricos ou gás natural, por exemplo) venham a se instalar nesta região. Ocorre, porém, que tanto a carga da Região Nordeste como a capacidade de exportar energia para o restante do país são limitadas. Como resultado verificou-se um excesso de capacidade instalada nesta região com a consequente ociosidade das novas instalações, mesmo em momentos de seca aguda<sup>13</sup>.

ii. *A alteração das configurações para intercâmbio de energia entre subsistemas.*

Há diferenças entre as configurações do sistema de transmissão entre o caso base para os leilões de 2008 e para os leilões de 2009. A menor capacidade de troca de energia entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste utilizada na modelagem de 2009 seguramente contribuiu para tornar menor a garantia física do sistema.

iii. *A contratação expressiva de empreendimentos com lastro comercial maior que o lastro físico.*

Como foram examinados anteriormente, todos os 32 empreendimentos termelétricos despachados por ordem de mérito contratados em 2008 têm lastro comercial superior ao lastro físico (ver Gráfico 2), contribuindo para a estagnação da garantia física do sistema.

Em contrapartida, para o caso base dos leilões de 2009 utilizou-se um custo do déficit bastante superior ao que havia sido empregado um ano antes: R\$ 2.950/MWh, contra R\$ 2.430/MWh. Trata-se de um aumento de 19,3% que, tomado isoladamente, seguramente teria levado à modelagem de um maior despacho térmico e, com isto, a um aumento da garantia física do sistema. Ocorre, porém, que mesmo este reajuste do custo do déficit em nível bastante superior à inflação, não foi suficiente para: acompanhar a alta generalizada dos custos de combustíveis em Reais; contrabalançar a menor capacidade de troca de energia entre os subsistemas; e compensar a contratação em massa de usinas que pouco agregam ao sistema em termos de capacidade de atendimento de carga.

---

13 Porém, na modelagem da garantia realizada pela EPE utiliza-se parâmetros de cálculo diferentes dos utilizados pelo ONS. A carga da região Nordeste e os limites de intercâmbio entre sub-sistemas são maiores que os utilizados pelo ONS. Com isto a sobrecontratação de geração térmica no Nordeste tem efeito limitado no cálculo da garantia física do sistema.

Mais relevante do que a discussão sobre os parâmetros corretos a serem utilizados na modelagem do sistema e sobre a metodologia de cálculo da garantia física de empreendimentos individuais é a conclusão que se chega: a garantia física do sistema, da forma como é calculada atualmente não parece ser um instrumento eficiente para o planejamento do sistema. Isto por que a garantia física do sistema embute dois componentes aleatórios: os preços dos combustíveis no mercado spot internacional e a taxa de câmbio. Ao supô-los constantes ao longo de toda a simulação, a modelagem do despacho acaba sendo sensível a qualquer oscilação destas variáveis. A cada vez que são alterados os CVUs das térmicas, a modelagem supõe os novos valores como permanentes e altera o cálculo do despacho em todo o horizonte simulado. Como resultante a garantia física do sistema se torna volátil, aumentando ou diminuindo ao sabor das variações dos preços de combustíveis e da taxa de câmbio.

O componente aleatório da garantia física do sistema faz com que na prática ela não seja adequada para o planejamento da expansão da geração: o dimensionamento do sistema se torna impreciso e dependente de preços voláteis. Portanto, além dos problemas com o cálculo das garantias físicas dos novos empreendimentos de geração constatados anteriormente, há uma deficiência no próprio cálculo da garantia física do sistema – comprometendo o principal pilar do planejamento da expansão da geração.

Esta constatação torna questionável um dos principais pressupostos do modelo brasileiro de comercialização de energia: a convergência entre o lastro comercial e o lastro físico.

## Considerações Finais

Este estudo concentrou-se especificamente na análise de problemas relacionados com o cálculo da garantia física. Procurou-se demonstrar que a metodologia atual de cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos de geração tem sérias limitações que comprometem:

- i. A avaliação econômica dos novos projetos;
- ii. O equilíbrio do modelo de comercialização – centrado na igualdade entre lastro físico e lastro comercial; e,
- iii. A qualidade da expansão do sistema elétrico.

Particularmente, foi constatado que projetos geração de energia sazonalmente complementar, como os projetos de biomassa da cana de açúcar perdem competitividade e são subestimados nos leilões de energia nova. Evidenciou-se também que a atual metodologia permite um super-dimensionamento dos benefícios a favor de termoeletricas despachadas por ordem de mérito com altos custos variáveis. Estas deficiências metodológicas ajudam a explicar, em grande parte, o sucesso destes projetos nos leilões de energia nova realizados em 2007 e 2008, mas contrariam um dos princípios básicos do modelo do setor elétrico que é a modicidade tarifária.

Por outro lado, também foram constatadas sérias limitações na metodologia de cálculo da garantia física do sistema. Este cálculo, que é a ferramenta básica de dimensionamento do parque gerador, tem uma sensibilidade aguda às variações de preços de combustíveis e da taxa de câmbio, o que coloca em questão a confiabilidade das atuais metodologias de planejamento do sistema e sua compatibilização com o modelo de comercialização de energia.

Há que se destacar que a possibilidade concreta de descasamento entre a garantia física e o lastro comercial traz um componente de custo extra para todos os agentes: a necessidade de pagar pela diferença do descasamento via a contratação de energia de reserva. Trata-se assim de pagar duas vezes por uma mesma energia. E este duplo pagamento tem como origem falhas metodológicas que, na opinião dos autores, precisam ser corrigidas.

## Apêndice: dados de convergência dos experimentos

Este apêndice reúne dados mais detalhados sobre os experimentos analisados na seção 5. Seguem as tabelas com a garantia física do sistema convergida por subsistema (Tabela 9), os respectivos riscos de déficit (Tabela 10) e os CMO's médios (Tabela 11).

**Tabela 9**  
**Garantia física do sistema convergida**  
 (em MW<sub>méd</sub>)

Caso	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Média
Caso base EPE - LEN A-3 2008	38.001	9.776	9.907	6.136	63.820
Biomassa - safra entre maio e novembro	39.000	10.033	9.907	6.136	65.076
Carvão - CVU R\$ 103 / MWh	39.150	10.072	9.907	6.136	65.265
GNL "barata" - CVU R\$ 142 / MWh	38.895	10.006	9.907	6.136	64.944
Óleo combustível - CVU R\$ 186 / MWh	38.666	9.947	9.907	6.136	64.656
GNL "cara" - CVU R\$ 238 / MWh	38.620	9.935	9.907	6.136	64.598

Fonte: Gesel-IE-UFRJ

**Tabela 10**  
**Riscos de déficit**  
 (em %)

Caso	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Média
Caso base EPE - LEN A-3 2008	3,62	2,22	2,90	2,32	2,77
Biomassa - safra entre maio e novembro	3,37	2,21	2,97	2,72	2,82
Carvão - CVU R\$ 103 / MWh	3,35	2,19	2,87	2,50	2,73
GNL "barata" - CVU R\$ 142 / MWh	3,51	2,25	2,88	2,60	2,81
Óleo combustível - CVU R\$ 186 / MWh	3,44	1,85	2,95	2,65	2,72
GNL "cara" - CVU R\$ 238 / MWh	3,24	1,93	3,11	2,51	2,70

Fonte: Gesel-IE-UFRJ

**Tabela 11**  
**Custo Marginal de Operação - CMO médio**  
(em R\$/MWh)

Caso	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Média
Caso base EPE - LEN A-3 2008	147,33	147,41	148,74	148,20	147,92
Biomassa - safra entre maio e novembro	148,53	148,82	149,74	149,23	149,08
Carvão - CVU R\$ 103 / MWh	148,11	148,49	149,80	149,28	148,92
GNL "barata" - CVU R\$ 142 / MWh	148,86	149,10	150,80	150,23	149,75
Óleo combustível - CVU R\$ 186 / MWh	148,13	148,31	149,99	149,45	148,97
GNL "cara" - CVU R\$ 238 / MWh	148,26	148,45	149,67	149,15	148,88

Fonte: Gesel-IE-UFRJ