



Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº. 22

**Contratação e Atraso de centrais termoeletricas
nos leilões de energia nova.**

Nivalde J. de Castro

Roberto Brandão

Pedro Ávila

Rio de Janeiro

Julho de 2010

ÍNDICE

Introdução.....	3
I- A Identificação dos Problemas.....	4
II – Causas centrais dos atrasos dos projetos das termoelétricas.....	6
III - Os Impactos dos atrasos sobre o setor elétrico.....	11
Conclusão.....	13

Leilões de energia nova e os atrasos dos projetos de termoeletricas contratadas¹.

Nivalde J. de Castro²

Roberto Brandão³

Pedro Ávila⁴

Introdução

A crise econômica mundial iniciada em setembro de 2008, com reflexos diretos sobre o ano de 2009, gerou, no Brasil, um excedente de energia que relegou a um segundo plano a preocupação com a expansão da capacidade de geração de energia elétrica. No entanto, a retomada em 2010 do crescimento econômico em ritmo acelerado está resultando em uma elevação do consumo de energia elétrica, cuja estimativa foi atualizada pela EPE para 7,7% em 2010. Este novo cenário econômico recoloca na “ordem do dia” a questão do equilíbrio entre a expansão do consumo e da geração de energia elétrica. No curto prazo esta questão exige a análise da situação em que se encontram as obras dos novos projetos de geração contratados nos Leilões de Energia Nova (LEN) de A-3 e A-5 em 2007 e 2008, já que eles teriam que estar prontos entre 2010 e 2013.

O objetivo central do estudo é avaliar o andamento dos novos projetos de termoeletricas e analisar seus possíveis impactos sobre o Setor Elétrico Brasileiro – SEB. Para tanto o estudo está dividido em três partes. A primeira procura identificar e quantificar os atrasos das centrais termoeletricas contratadas nos LEN. A segunda

¹ O presente estudo foi realizado com dados e informações obtidas até o dia 20 de julho de 2010

² Coordenador do GESEL- Grupo de Estudos do setor Elétrico – e professor do Instituto de Economia da UFRJ.

³ Pesquisador Sênior do GESEL- Grupo de Estudos do setor Elétrico – IE-UFRJ.

⁴ Pesquisador do GESEL- Grupo de Estudos do setor Elétrico – IE-UFRJ

analisa as principais causas que originaram os atrasos. A terceira parte busca sinalizar quais os principais impactos dos atrasos sobre o SEB. E ao fim são apresentadas as principais conclusões destacando-se algumas lições que podem ser tiradas a partir do ocorrido e sugestões para evitar a repetição de atrasos crônicos em projetos de termoeletricas.

I- A Identificação dos Problemas

A principal e mais consistente fonte de informações sobre o status das obras dos empreendimentos relativos às novas centrais elétricas vinculadas aos LEN's já realizados são os *Relatórios de Acompanhamento e Fiscalização de Novos Empreendimentos de Geração* publicado pela Aneel. De acordo com esta fonte primária, as centrais hidroelétricas com energia contratada nos últimos LEN's estão, de um modo geral, com suas obras dentro dos cronogramas. Esta é uma informação relevante. Ela indica que a construção das UHE tem conseguido se adequar e respeitar a complexa e rigorosa legislação ambiental. A nova metodologia determinada pelo Modelo de 2003-2004 só permite a entrada de um projeto hidroelétrico no LER de A-5 com a licença ambiental prévia já outorgada. Esta nova política energética permitiu reduzir as anteriores incertezas em relação aos prazos e custos de licenciamento, diminuindo assim problemas que costumavam resultar em atrasos imprevisíveis.

De acordo com a Aneel, os problemas de atrasos localizam-se em projetos de geração de fontes alternativas e, sobretudo, nas centrais termoeletricas, onde os atrasos assumem nitidamente maior gravidade. A magnitude do problema transparece na decisão recente da Aneel de autorizar a retirada de um conjunto de novos projetos de UTE que somam mais de 1.000 MW do planejamento da operação do ONS e da formação de preços,⁵ provocando, como consequência, uma imediata elevação do PLD.

⁵ Aneel. Resolução Autorizativa Nº 2.446. 22 de junho de 2010.

A dimensão do problema de atraso em cronogramas de implantação de UTEs pode ser constatada pela Tabela 1, que exhibe o status das obras dos novos projetos de geração térmica fiscalizados pela Aneel.

Tabela 1
**Status de novos projetos de geração térmica fiscalizados
de acordo com o ano da entrada de operação prevista.**
(Em MW de capacidade instalada.)

	2010	2011	2012	2013	2015	Sem previsão	Total
Sem impedimentos¹	1.604	1.332		360	1.350		4.647
Com restrições²	300	1.699	1.570	5.294	50	497	9.411
Graves problemas³						2.942	2.942
Total	1.904	3.032	1.570	5.654	1.400	3.439	16.999

1. Projetos **sem impedimentos**: não existem impedimentos para a entrada em operação (contrato de concessão assinado, com licença ambiental de instalação e obras civis iniciadas e não interrompidas).

2. Projetos **com restrições**: existem restrições para a entrada em operação (Licença ambiental não obtida, obras não iniciadas ou contrato de combustível indefinido)

3. Projetos com **graves problemas**: há sérios impedimentos para a entrada em operação (suspensão do processo de licenciamento ambiental, solicitação de rescisão amigável do contrato de concessão, demandas judiciais, declaração de inviabilidade ambiental e outros).

Fonte: Aneel, "Fiscalização dos Serviços de Geração, Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica, Relatório sobre Usinas Termelétricas. Versão de 15/06/2010." Planilha disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=37>.

De acordo com o Relatório da Aneel:

- i. Há um conjunto de centrais termoelétricas em construção, totalizando 4.617 MW de capacidade instalada que estão classificadas como **sem impedimentos** para cumprir seus respectivos cronogramas.
- ii. No status **com restrições** há projetos que totalizam 9.411 MW de capacidade instalada. Eles apresentam problemas nos cronogramas, não tendo ainda iniciado as obras. As razões para o atraso podem ser várias, destacando-se a falta de licença ambiental e problemas na obtenção de contratos de fornecimento de combustível.

- iii. Por último, há um conjunto de projetos com 2.942 MW de capacidade instalada que apresentam **graves problemas** para entrar em operação. Tratam-se, na sua quase totalidade, de projetos mais antigos, anteriores à constituição do Modelo de 2003-2004 e que não têm contratos de venda de energia.

Como os projetos com graves problemas não tem energia comercializada e, por esta razão, não estão sendo considerados no planejamento da expansão da geração, a prioridade analítica do presente estudo estará centrada nos projetos classificados como **com restrições** para cumprir o cronograma que totalizam 9.411 MW. A situação de alguns dos principais projetos classificados nesta categoria será analisada a seguir.

II – Causas centrais dos atrasos dos projetos das termoeletricas

Parte-se de um primeiro exemplo de atraso de empreendimentos termoeletricos dado pelas duas usinas do Grupo Multiner – Itapebi e Monte Pascoal – com contratos do Leilão A-3 de 2007, totalizando 290 MW de capacidade instalada. Pelas regras do leilão estas UTEs deveriam ter entrado em operação no início de 2010, mas as obras até a publicação do referido Relatório da Aneel, não haviam sido iniciadas. O Grupo Multiner fez alterações na localização dos projetos após o leilão, transferindo-os para a cidade de Sapeaçu na Bahia. Esta mudança de local exigiu obtenção de um novo licenciamento ambiental, constituindo-se em uma das causas, possivelmente a mais determinante, para o atraso do cronograma. Além disso, a Multiner, segundo o Relatório da Aneel, ainda não conseguiu fechar contratos de financiamento para as usinas. Como resultado a Aneel não tem data prevista para a entrada em operação destas duas usinas.

A partir deste exemplo pontual, desenvolve-se, a seguir, uma análise mais ampla, buscando sistematizar os principais problemas e causas dos atrasos nos empreendimentos.

A maior preocupação em relação aos atrasos com as centrais térmicas são as que venceram os leilões de A-3 e A-5 de 2008 e obtiveram contratos programados para entrada em operação nos anos de 2011 e 2013. A capacidade instalada de geração térmica destes empreendimentos totaliza, respectivamente, 1.076 MW médios (1.935 MW de capacidade instalada) do A-3 e 3.004 MW médios (5.216 MW de capacidade instalada) de A-5. A quase totalidade destes projetos está classificada segundo o Relatório da Aneel com o status de **com restrições** para cumprir o cronograma.

Das dez usinas que obtiveram contratos no LER de A-3 de 2008, apenas uma – a UTE Linhares – teve as obras iniciadas. Todas as demais, incluindo duas outras usinas do Grupo Multiner (totalizando 377 MW) e seis usinas da CIBE Participações (1.056 MW), sequer começaram as obras, faltando menos de seis meses para a data estipulada no leilão para a entrada em operação.

A situação dos projetos térmicos vencedores do LER A-5 de 2008 também não é alentadora. Das vinte e três UTE´s deste leilão, somando 5.216 MW de capacidade instalada, apenas a UTE Pecém II da MPX, com 360 MW, teve suas obras iniciadas. As demais constam no Relatório de Fiscalização da Aneel como tendo restrições para entrar em operação.

É preciso levar em consideração que estes projetos, que contratualmente só precisam entrar em operação no mês de janeiro de 2013, são de construção relativamente rápida, principalmente térmicas a óleo e gás natural. Desta forma, ainda há tempo para que seus controladores regularizem a situação de forma a manter o cronograma original.

No entanto, os grupos econômicos responsáveis por estes projetos – os principais são a CIBE, vinculado ao grupo Bertin, com quinze usinas e Grupo Multiner com três – não conseguiram até o momento desenvolver os outros projetos que possuem, estando, por isso, sujeitos às multas da Aneel e à obrigação de comprar energia no mercado livre para honrar os contratos, previamente assinados nos leilões, durante o período de atraso. O atraso em vários projetos gera perda de receita

previsível e custos não previstos, comprometendo assim, e de alguma forma, a capacidade financeira destes grupos. Como os projetos contratados para 2013 exigem grandes volumes de capital e de financiamento, eventuais dificuldades financeiras dos grupos empresariais detentores de contratos dificultam a própria realização dos investimentos. Merece ser destacado que há o risco de se formar um círculo vicioso: custos não previstos relacionados a atrasos de alguns projetos para entrega de energia elétrica em prazos mais de curto prazo fragilizam o negócio dos grupos envolvidos, tornando incerta a situação dos projetos com entrada em operação prevista para 2013.

A SPE – Sociedade de Propósito Específico – MC2, de propriedade do Grupo CIBE Participações, originalmente controlada pelos grupos Bertin e Equipav, é a proprietária da maior parte dos projetos em atraso com contratos dos leilões de 2008. São vinte e uma centrais termoeletricas, sendo seis do leilão A-3 (entrega em 2011) e quinze do leilão A-5 (entrega em 2013). Estes projetos totalizam uma capacidade instalada superior a 4.500 MW, exigindo investimentos estimados em mais de R\$ 10 bilhões.

Além das centrais térmicas dos LER de 2008, o Grupo CIBE possui seis usinas originadas nos LEN A-3 de 2006, A-3 e A-5 de 2007, projetos que foram adquiridos de outros empreendedores após os leilões. Somados todos os empreendimentos em operação ou não, o Grupo CIBE tem contratos que totalizam 3.326 MW médios, correspondendo a uma capacidade instalada total de 5.500 MW. A grande maioria dos projetos das centrais térmicas é a óleo combustível e está situada no Nordeste.

Na tentativa de reduzir os custos das seis usinas com contratos do leilão A-3 de 2008, a CIBE pediu autorização à Aneel para transferir a localização, concentrando todas estas centrais em um mesmo lugar. Este pedido, que repete a estratégia do Grupo Multiner, exigiu a tramitação de novo pedido de licenciamento e de novos estudos de conexão. A proposta agora é construir as seis usinas, com capacidade instalada total de mais de 1.000 MW, em um mesmo sítio, em Candeias, no litoral da Bahia, próximo do porto de Aratu e do Pólo Petroquímico de Camaçari. A decisão de

alterar a localização original deve-se à busca de sinergia e economias de escala, principalmente em relação ao abastecimento de combustíveis e aos custos de conexão à rede. Só depois de aprovada a transferência de local e resolvida a questão do financiamento é que as obras poderão começar. Porém, a autorização para a transferência de local parece remota. A Aneel autorizou o ONS a retirar estas termelétricas do planejamento da operação e da formação de preços de 2011. Como consequência imediata, o PLD subiu e os níveis meta dos reservatórios definidos para a região Nordeste tiveram que ser revistos.⁶

A parte a questão da transferência de localização de empreendimentos, os atrasos na construção dos empreendimentos do Grupo CIBE estão relacionados possivelmente com uma necessidade de capital desproporcional à sua capacidade financeira. A viabilização de investimentos de tal monta deveria passar pela captação de capital de risco de terceiros, seja na forma de lançamento de ações em Bolsa, seja de colocação privada de ações. Contudo, a crise econômica de 2008-2009 fechou o mercado para captações de capital de risco⁷, frustrando os planos do Grupo CIBE.

A crise também gerou problemas de fluxo de caixa para os grupos controladores da CIBE. A deterioração do cenário macroeconômico, as restrições de crédito e a conjuntura de baixos preços de açúcar e álcool, colocaram o Grupo Equipav em dificuldades para rolagem de suas dívidas. Estas dificuldades culminaram com a venda, recentemente concluída, do controle acionário do negócio sucroenergético para o grupo indiano Shree Renuka Sugars. O Grupo Bertin também enfrentou problemas financeiros na crise, sendo levado a vender 80% da sua divisão de frigoríficos para o concorrente JBS-Friboi.

⁶ "Para o Programa Mensal de Operação – PMO do mês de junho, o Departamento de Monitoramento do Setor Elétrico – DMSE, definiu que 1.056 MW de térmicas vencedoras do Leilão A-3/2008 deveriam ser retiradas dos arquivos de planejamento e formação de preço, devido à necessidade de 'complementação dos estudos de conexão do *cluster* de geração de 1.056 MW de Camaçari', permanecendo dessa maneira 'até a conclusão dos estudos de conexão pelo GT coordenado pelo ONS', conforme justificado em ata.". Fonte, Aneel, Resolução Autorizativa N° 2.446, de 22 de junho de 2010.

⁷ Sobre os impactos da crise no setor ver: CASTRO, Nivalde José de; BRANDÃO, Roberto. **A Crise econômica - financeira e os impactos no setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro. GESEL-IE-UFRJ, nov. de 2008 (mimeo)

A CIBE passou por uma reestruturação societária recente, que busca viabilizar financeiramente os novos projetos.⁸ Foi criada a Nova CIBE, que ficou com as cinco usinas operacionais (com contratos A-3 de 2006 e 2007, e A-5 de 2007). O menor risco desta parte do negócio permitiu a atração de um sócio importante, o FI-FGTS, que aportou recursos novos. O grupo Bertin assumiu sozinho o controle de onze usinas (as seis com contratos do leilão A-3 de 2008 e cinco do A-5 do mesmo ano) através da Héber Participações. Restaram à CIBE Participações as outras dez usinas, todas com contratos do leilão A-5 de 2008 e que não teriam tanta urgência para iniciar as obras.

Informações não oficiais indicam que o Grupo Equipav saiu da parceria que mantinha com o Grupo Bertin no negócio de geração termoelétrica. O Grupo Bertin estaria priorizando as atividades na área de energia. A confirmação desta nova estratégia do grupo estaria na participação do consórcio vencedor do leilão da central hidroelétrica de Belo Monte, detendo, através da Gaia, uma participação acionária no desenho inicial do consórcio de Belo Monte na qualidade de autoprodutor.

O Grupo Multiner, por seu turno, sinalizou por duas vezes ao mercado financeiro a intenção de fazer uma oferta pública primária de ações para levantar capital para seus projetos, que incluem, além dos citados, os parques eólicos do Proinfa e uma central termoelétrica já em funcionamento em Manaus. Tanto a CIBE como a Multiner têm se movimentado, portanto, para viabilizar financeiramente seus empreendimentos. No entanto, como parte significativa dos projetos está atrasada e o não cumprimento de prazos implica em perda de rentabilidade, o negócio destes grupos torna-se financeiramente menos atraente.

⁸ A reestruturação foi abordada em matéria de Josette Goulart e Fernando Teixeira no Jornal Valor Econômico de 22/02/2010.

III - Os impactos dos atrasos sobre o setor elétrico

Os atrasos dos projetos de novas térmicas a óleo – que poderiam ser denominadas como “usinas de papel”, já que a maioria delas ainda não saiu efetivamente do papel – têm impactos sobre a operação do sistema elétrico e sobre o PLD. O ONS retirou recentemente algumas usinas do Programa Mensal de Operação e reprogramou outras usinas para 2012. O Quadro 1 indica as centrais termoeletricas dos leilões de 2007 e 2008 que tiveram a data de entrada em operação alterada.

Quadro 1

Termoeletricas com entrada em operação postergada ou sem previsão. Programa Mensal da Operação (PMO). Julho de 2010

Usina	Leilão	Controlador	Potência (MW)	Submercado	Entrada em operação original	Entrada em operação PMO Julho
Itapebi	A-3 2007	Multiner	138	NE	01/2010	01/2012
Monte Pascoal	A-3 2007	Multiner	138	NE	01/2010	01/2012
Jose de Alencar	A-3 2008	Cauipe Ger. Energia	300	NE	01/2011	01/2012
Pernambuco IV	A-3 2008	Multiner	201	NE	01/2011	01/2012
Santa Rita de Cassia	A-3 2008	Multiner	175	NE	01/2011	01/2012
MC2 Camacari 1	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão
MC2 Catu	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão
MC2 Dias Davila 1	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão
MC2 Dias Davila 2	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão
MC2 Senhor do Bonfim	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão
MC2 Feira de Santana	A-3 2008	Cibe	176	NE	01/2011	sem previsão

Elaboração do Gesel-IE-UFRJ. Fonte: ONS, PMO de Julho de 2010, deck do Newave, versão preliminar.

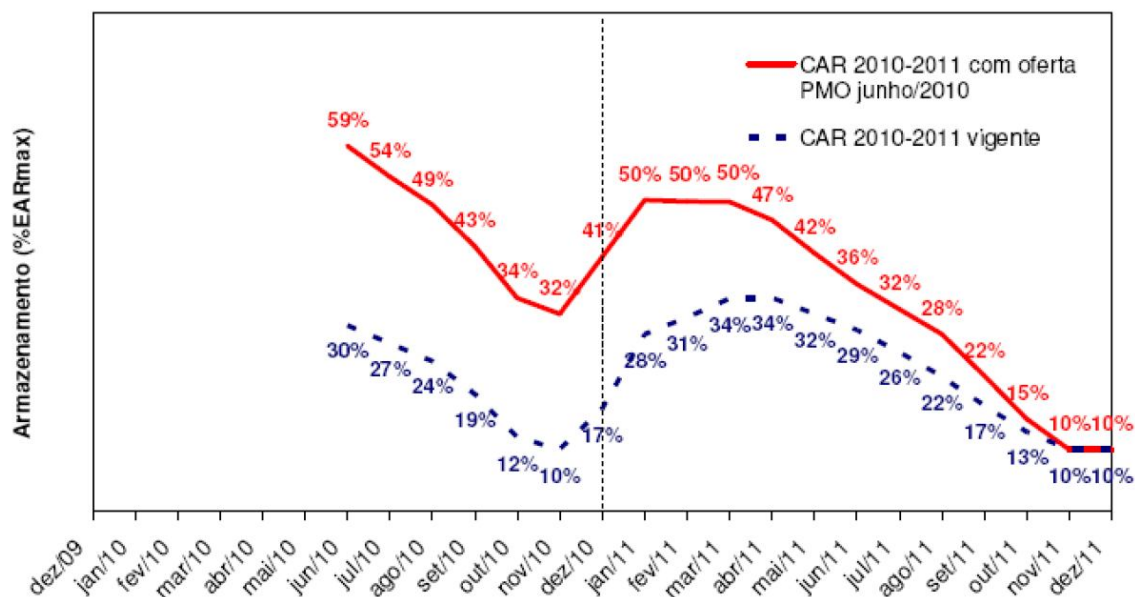
Pode-se constatar que cinco termoeletricas, com capacidade instalada total de 951 MW, que originalmente teriam entrada em operação prevista para janeiro de 2010 e janeiro de 2011, estão agora programadas no *newave* para entrada em operação apenas em janeiro de 2012. Além disso, as seis UTE's da CIBE com contratos do A-3 de 2008 e capacidade instalada superior a 1.000 MW, que também deveriam entrar em operação em 2011, sequer constam do planejamento da operação.

Dispondo de menos capacidade de geração de novas centrais termoelétricas, o Operador Nacional do Sistema Elétrico se vê na necessidade de poupar água dos reservatórios para fazer frente ao risco hidrológico, o que implica em um uso mais intenso das termoelétricas existentes, com reflexos no aumento do PLD.

A reprogramação da entrada em operação das centrais térmicas também leva a um novo desenho da Curva de Aversão a Risco (CAR) e à revisão dos níveis meta para despacho fora da ordem de mérito, com consequências importantes na operação do sistema. O Gráfico 1 apresenta, em linha pontilhada, a antiga CAR da região Nordeste, vigente até junho de 2010. E, em linha contínua, a nova CAR obtida com a retirada de parte das usinas do A-3 de 2008. A CAR antiga previa que os reservatórios da região Nordeste poderiam descer até 10% do nível máximo no mês de dezembro de 2010 sem que fosse necessário acionar toda a geração térmica. Com a nova CAR, níveis de reservatórios menores ou iguais a 32% no mesmo mês já acarretarão um despacho de todo o bloco térmico.

Gráfico 1

Curva de Aversão a Risco do Subsistema Nordeste Antes e Depois da Redução na Oferta Programada de Energia Térmica



Fonte: Aneel, Resolução Autorizativa N° 2.446, de 22 de junho de 2010, Voto do relator.

IV- Conclusão

A lição mais concreta que se pode tirar deste conjunto de problemas é que a simples realização dos LEN's – leilões de energia nova – de centrais térmicas não representa uma garantia efetiva da expansão da capacidade instalada. O modelo atual de expansão da geração de energia elétrica foi desenhado para dar segurança aos consumidores e aos investidores. Para estes últimos, a segurança é dada pelos contratos de longo prazo que permitem acesso a linhas de financiamento, em especial do BNDES, em condições favoráveis. Como contrapartida, os investidores precisam se comprometer com a realização dos investimentos através do depósito de garantias de fiel cumprimento, estando sujeitos a multas em caso de não cumprimento das condições contratuais. Para as novas centrais hidroelétricas, que passaram a ser leiloadas com licença ambiental prévia já outorgada, este modelo de garantia tem se mostrado eficiente em relação ao cumprimento dos prazos. No caso das termoeletricas, conforme demonstrado anteriormente, o atual desenho regulatório e institucional não tem sido suficiente para garantir a expansão da capacidade instalada dentro dos cronogramas estabelecidos, implicando em impactos sobre os parâmetros de operação e formação do PLD.

A análise dos problemas verificados oferece elementos para aperfeiçoar a forma de contratação de novas centrais térmicas. Nesta direção, pelo menos três aspectos da contratação de centrais termoeletricas nos leilões A-3 e A-5 merecem consideração.

O primeiro aspecto é a falta de um mecanismo que assegure que do leilão resulte em uma distribuição geográfica dos novos projetos articulada com o planejamento. As regras atuais buscam a competitividade e a modicidade tarifária, mas indicam uma falta de vetor locacional. Parte dos problemas enfrentados pelos projetos de novas termoeletricas é decorrência da concentração não planejada – pelas autoridades do SEB – de novos projetos na região Nordeste. Isso ocorreu porque a sistemática dos leilões permite a contratação de energia de novas geradoras em qualquer lugar do país. Como a região Nordeste conta com um conjunto expressivo

de incentivos fiscais, inclusive federais, ela acabou concentrando a quase totalidade dos novos projetos de termoeletricas dos leilões de 2007 e 2008. No entanto, a nova capacidade instalada de centrais térmicas não tem relação direta com as necessidades de consumo de energia elétrica no Nordeste. Tampouco a rede de transmissão do Nordeste tem condições de suportar a concentração de novas geradoras que pretende aí se instalar. Para viabilizar este número de novos geradores, serão precisos reforços importantes no sistema de transmissão da região e também reforços na capacidade de exportar energia para outras regiões, exigindo investimentos elevados, que não constavam do planejamento da expansão da rede básica antes da realização dos leilões.

O segundo aspecto diz respeito à logística de combustíveis. É provável que as empresas fornecedoras de combustível para geração térmica conseguissem atender a qualquer uma das novas UTE's individualmente. Mas, como elas não têm controle sobre o resultado do leilão, acabou resultando uma situação em que muitos novos clientes resolveram se instalar em uma mesma região, representando desafio logístico não antecipado ou planejado: a necessidade de novos terminais portuários, de nova tancagem, de novos dutos, de mais caminhões, etc. A responsabilidade por não ter antecipado a necessidade de investimentos em logística de combustíveis recai em grande medida sobre os próprios empreendedores térmicos, na medida em que eles programaram diversas termoeletricas simultaneamente para uma região que não possui infra-estrutura de combustíveis capaz de suportar tais investimentos.

Portanto, uma concentração tão grande de novas centrais térmicas em uma região com infra-estrutura modesta só poderia ser bem sucedida se o planejamento da expansão da rede básica e da logística de combustíveis precedesse ou estivesse articulada aos leilões. A EPE já vem agindo nesta direção para leilões de centrais hidroelétricas, em especial nos Leilões Estruturantes. Estudos da transmissão do rio Madeira e de Belo Monte precederam estes leilões e o custo estimado dos investimentos já estava contemplado na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das novas centrais hidroelétricas.

Os Leilões de Eólicas e Biomassa também apresentam um problema análogo ao dos leilões térmicos: não se tem uma idéia prévia de qual o sistema de transmissão necessário à conexão dos novos empreendimentos, simplesmente por que não se sabe de antemão quantos e quais serão os vencedores. Como forma de minorar o problema, após o Leilão, isto é, após a contratação dos geradores, são projetadas e licitadas as ICG's (Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada) que permitirão a conexão dos novos empreendimentos.

Estudos sobre novas soluções de conexão e reforços à rede básica só são realmente eficazes quando se tem uma idéia, ainda que aproximada, do que se pretende contratar nos leilões. Em leilões totalmente abertos e genéricos, sem uma estratégia clara de contratação por fontes e por região há espaço para situações e resultados não planejados, como a ocorrida nos leilões de 2008 em que houve uma concentração não antecipada de novos projetos de térmicas sem infra-estrutura de rede e de combustíveis.

O terceiro aspecto diz respeito ao viés em favor de contratos com centrais termoelétricas cem por cento flexíveis, com custos variáveis elevados. As regras e metodologia de seleção de projetos utilizadas nos leilões genéricos de A-3 e A-5 dão muita competitividade a este tipo de empreendimento⁹. Ocorre, porém que no Setor Elétrico Brasileiro, termoelétricas com custos variáveis elevados - como é o caso das térmicas a óleo - tendem a ficar ociosas na maior parte do tempo, só sendo usadas em momentos de hidrologia ruim ou em situações em que o consumo de energia elétrica cresce mais rápido do que a oferta. Embora termoelétricas cem por cento flexíveis sejam interessantes para o setor elétrico, na medida em que permitem evitar gastos com combustíveis em anos de abundância de água, estas centrais térmicas apresentam um padrão de consumo de combustíveis que, se implantado em larga escala, cria problemas para a cadeia de suprimento de derivados de petróleo. Para

⁹ Sobre este assunto ver: CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. **A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia**. Rio de Janeiro. GESEL-IE-UFRJ, março de 2010. (Texto Didático do Setor Elétrico. TDSE -nº. 16)

garantir o suprimento de grandes volumes de combustíveis são necessários investimentos em logística (infra-estrutura portuária, armazenamento, manutenção de estoques, transporte à usina), mas essas infra-estruturas são custosas e, na medida em que ficam ociosas por longos períodos, são difíceis de rentabilizar. A concentração deste tipo de geradoras em um mesmo local, observados os limites de transmissão, pode contribuir para minimizar os custos da infra-estrutura.

Em última análise, contratos de térmicas cem por cento flexíveis e com baixa probabilidade de despacho implicam em um padrão de consumo de combustíveis demasiado errático para viabilizar investimentos na infra-estrutura de petróleo e gás. Os problemas dos projetos dos leilões A-3 e A5 de 2008 para garantir o suprimento de combustíveis indicam que a contratação em massa de termoeletricas com despacho eventual não é uma boa estratégia.

Como a geração hídrica brasileira está se expandindo com novas usinas no norte do país que, como Belo Monte e as usinas do Madeira, não têm reservatórios de regularização e concentram a oferta de energia entre janeiro e maio, é pertinente estudar a contratação de termoeletricas com geração sazonalmente complementar à hídrica, isto é, com contratos que exijam geração com alguma inflexibilidade no período seco do ano¹⁰. Termoeletricas com geração mais previsível permitem um melhor planejamento de investimentos em logística de combustíveis, que é essencial para a expansão da geração térmica no país.

¹⁰ Para uma análise mais sistemática sobre este tema, ver CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme. **Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. Rio de Janeiro. GESEL-IE-UFRJ, fevereiro de 2010. (Texto Didático do Setor Elétrico. TDSE -nº. 15)