



**Texto de Discussão do Setor Elétrico n. 61**

**Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crise hidrológica: 2012-2014**

Nivalde de Castro

Nelson Hubner

Roberto Brandão

**Rio de Janeiro**

**Mai de 2014**

Introdução .....	3
1- Problemas emergenciais.....	4
2- Contextualização dos problemas atuais .....	6
2.1- Aumento do despacho termoelétrico .....	6
2.2- Aplicação das regras de ressarcimento e de recomposição de lastro .....	7
2.3- PLD elevado. ....	9
3- Impacto dos gastos com ressarcimento e recomposição de lastro ....	11
3.1- Ressarcimento.....	11
3.2 - Recomposição de lastro .....	14
Conclusões.....	17

# **Cenário de desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à crise hidrológica**

Nivalde de Castro<sup>1</sup>

Nelson Hubner<sup>2</sup>

Roberto Brandão<sup>3</sup>

## **Introdução**

Em 25 de abril de 2014 o GESEL-UFRJ realizou um workshop, na Casa da Ciência do Campus da Praia Vermelha da UFRJ, tendo como objetivo central analisar e discutir os problemas conjunturais enfrentados pelas usinas termoeletricas (UTE) relacionados direta e indiretamente com a crise hidrológica que vem impactando-as desde outubro de 2012. Para tanto foram convidados diretores dos principais grupos que atuam no segmento – CPFL, EDP, Furnas e ENEVA – e da Agência Reguladora – ANEEL. Foram examinadas questões de caráter emergencial e outros temas que remetem a questões de mais longo prazo sobre a geração das térmicas no Brasil. Com base nas informações, dados e avaliações realizadas ao longo do WS, o GESEL apresenta através deste estudo uma contribuição acadêmica ao debate na busca de soluções para os graves problemas que as UTE enfrentam, focando com maior ênfase nos problemas de curto prazo que são os mais prementes.

Nestes termos, o estudo está dividido em quatro seções além desta introdução. Na seção 1 são explicitados de forma bem didática os

---

<sup>1</sup> Professor do Instituto de Economia da UFRJ e coordenador do GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico.

<sup>2</sup> Ex-Diretor Geral da ANEEL.

<sup>3</sup> Pesquisador Sênior do GESEL-IE-UFRJ

principais problemas emergenciais das UTE. Na segunda seção é feita uma contextualização dos problemas conjunturais que impactam as UTE, destacando-se o aumento do despacho térmico, regras de ressarcimento, recomposição de lastro em relação aos impactos do valor alto do PLD. Na terceira, a atenção é dedicada aos impactos econômicos e financeiros dos gastos com ressarcimento e recomposição de lastro, apresentado análise com base em dados reais apurados por um dos grupos. Na quarta seção são apresentadas as principais conclusões do GESEL em relação aos problemas analisados, que apontam para um desequilíbrio e risco sistêmico com um poder muito grande de destruição de valor.

## **1- Problemas emergenciais**

No curto prazo diversos geradores termoelétricos estão enfrentando uma situação precária, crítica e preocupante que resulta em desequilíbrio financeiro e risco de inviabilização econômica dos empreendimentos.

O desenho original dos contratos de energia e a aplicação das regras de comercialização de energia vigentes associados à crise hidrológica estão impondo uma situação de despacho pleno do parque térmico com nível máximo do PLD, determinando vultosas obrigações para diversos agentes geradores. As obrigações são:

- i. Elevadas do ponto de vista econômico, no sentido de que podem comprometer de forma irreversível e em um período relativamente curto a viabilidade econômica de diversos projetos; e
- ii. Insustentáveis do ponto de vista financeiro, uma vez que em vários casos as obrigações extraordinárias superam em muito a capacidade de pagamento dos projetos.

O baixo nível dos reservatórios e o cenário de aflúências abaixo da média histórica durante o período seco estão obrigando despacho intenso do parque térmico deste outubro de 2012, e que deve se manter, no mínimo, até novembro de 2014. E para 2014 esta situação vai manter o PLD em patamar muito elevado, próximo de seu preço teto.

Neste cenário crítico parece provável que surjam novas obrigações com ressarcimentos e recomposições de lastro, agravando os problemas econômicos e financeiros do setor. Como resultante, pode-se afirmar, conforme será demonstrado em seguida com argumentos consistentes e exemplos, que mantida esta tendência há um sério e crescente risco de se configurar um problema sistêmico do modelo do SEB – setor elétrico brasileiro – relativo ao segmento do parque térmico.

Merece ser destacado que não se discute e/ou questiona o fato dos agentes com problemas operacionais serem responsabilizados e penalizados por eles. A questão central que merece ser examinada pelas autoridades do SEB é a seguinte:

***As penalizações e ressarcimentos vinculados diretamente ao elevado patamar do PLD são clara e objetivamente desproporcionais à capacidade de pagamento não de um, mas de diversos projetos, ameaçando tanto a viabilidade econômica quanto a solvência financeira dos empreendimentos.***

Neste sentido, é posição do GESEL de que uma abordagem sistêmica que contemple alterações nas regras de comercialização de energia torna-se, em caráter de urgência, recomendável e necessária.

## **2- Contextualização dos problemas atuais**

Os problemas emergenciais do segmento de geração térmica estão relacionados à aplicação de dispositivos vinculados aos contratos por disponibilidade, originados dos Leilões de Energia Nova, e das regras de comercialização para energia de fonte térmica, em um contexto em que há:

- i. Despacho termoelétrico intenso e prolongado;
- ii. Dificuldades de vários agentes em gerar a energia despachada pelo ONS e atrasos nos cronogramas de implantação de alguns deles; e
- iii. Alta do PLD para valores extremos.

Cada um destes pontos será examinado em seguida.

### **2.1- Aumento do despacho termoelétrico**

O despacho termoelétrico intenso e prolongado como o que o SEB está enfrentando desde outubro de 2012 era um evento de probabilidade pouco provável nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos hoje em operação. Contudo, em muitos projetos o tempo de acionamento das UTE já superou neste período de 2012 a 2014 a projeção original de acionamento para todo o contrato de 15 anos. Esta situação de anormalidade em relação ao despacho representa um problema para os geradores na medida em que as usinas enfrentam restrições técnicas de operação e manutenção, tornando a produção dentro dos níveis de disponibilidade declarada um grande desafio técnico e financeiro.

O desafio está em parte relacionado ao fato de que uma parcela significativa das termoeletricas existentes são empreendimentos novos ou relativamente novos que, por isso, enfrentam problemas de confiabilidade normalmente associados ao início da operação comercial. Trata-se da famosa curva da banheira, que atribui ao início e ao fim da vida útil dos equipamentos determinando índices de falha mais elevados. E falhas implicam em multas indexadas a um PLD teto, determinando valores monetários excessivamente elevados.

Outro aspecto desafiador da situação atual decorre do fato de que a maior parte do parque termoeletrico vem sendo acionada continuamente desde o último trimestre de 2012, o que leva a custos de operação maiores e à necessidade de manutenções mais frequentes. Para evitar penalizações ou ressarcimentos por geração abaixo do despacho do ONS, vários agentes reviram seus ciclos normais de manutenção, protelando paradas com o intuito de evitar o comprometimento de seus índices de disponibilidade. Com o prolongamento do período de despacho contínuo em 2014, algumas manutenções se tornaram impostergáveis por questões contratuais de garantia dos equipamentos e acabaram tendo que ser realizadas em momentos nos quais o PLD atingia valores extremos, aumentando de maneira desproporcional o valor dos ressarcimentos devidos.

## **2.2- Aplicação das regras de ressarcimento e de recomposição de lastro**

Os contratos por disponibilidade adotados nos leilões de energia nova para projetos de geração térmica têm uma alocação dos riscos associados à geração de energia bem definida:

- i. O consumidor assume o risco hidrológico e o risco de preço dos combustíveis<sup>4</sup>; e
- ii. O gerador assume dois riscos: atraso na entrada em operação comercial e da disponibilidade dos equipamentos.

O risco de entrada em operação comercial consiste em um atraso na implantação do projeto por motivos que não sejam caracterizados pela Aneel como de força maior ou alheios ao controle do empreendedor (excludente de responsabilidade). Nesse caso o gerador é obrigado repor o lastro através da contratação de energia no mercado livre energia equivalente àquela que não está em operação comercial.

O risco de disponibilidade da instalação consiste no gerador não ser capaz de honrar na prática o índice de disponibilidade total da usina declarado por ocasião do leilão, que inclui tanto manutenções preventivas como saídas forçadas de equipamentos.

As consequências financeiras destes tipos de risco são de duas naturezas:

- i. O gerador pode perder garantia física se, em uma média de sessenta meses, a disponibilidade verificada for inferior à declarada, ficando com menos lastro comercial para venda e tendo que comprar energia para honrar seus contratos.
- ii. Sempre que a geração for inferior ao despacho do ONS por razões internas ao empreendedor, é pago um ressarcimento às distribuidoras contratantes pela energia não gerada. O ressarcimento corresponde na prática à diferença do PLD do momento e o CVU da usina.

---

<sup>4</sup> O risco hidrológico é a incerteza associada à hidrologia e, por decorrência, ao nível de despacho efetivo da planta e ao consumo de combustíveis. O risco de preços de combustíveis é a incerteza relativa ao preço futuro dos combustíveis que, via de regra, depende, nos contratos por disponibilidade, da cotação do energético no mercado internacional e da taxa de câmbio.



Como se pretende demonstrar em seguida, ambos os riscos assumidos pelo empreendedor térmico podem implicar em impactos financeiros e econômicos de grande magnitude em situações de seca prolongada em que o PLD estaciona em valores muito elevados.

### **2.3- PLD elevado.**

O nível atual do PLD, R\$ 823/MWh nos submercados SE-CO e Sul corresponde a cerca de sete vezes o preço usual da energia nos leilões de energia nova. A persistência do PLD em níveis muito altos determina uma pressão financeira severa sobre qualquer agente exposto à necessidade de comprar energia no curto prazo ou com obrigações de alguma forma indexadas ao PLD.

O GESEL-UFRJ vem alertando desde 2008 que o modelo de comercialização de energia adotado no Brasil está estruturado de tal forma que em eventuais situações de seca prolongada com alta do PLD o risco financeiro no setor elétrico assume proporções intoleravelmente elevadas<sup>5</sup>. Em tais situações o montante financeiro das liquidações no Mercado de Curto Prazo da CCEE tende a crescer exponencialmente, determinando obrigações vultosas para agentes que estejam de alguma maneira – voluntária ou involuntariamente – expostos ao PLD. A seca prolongada com alta do PLD acabou ocorrendo em 2014 sem que medidas mitigatórias tivessem sido tomadas tempestivamente por parte das autoridades, criando uma situação preocupante.

Em 2014 o PLD encontra-se muito acima do custo médio da energia no atacado. Como resultado desta diferença, há um processo de transferência maciça de riqueza entre os agentes do sistema sem

---

<sup>5</sup> Castro, N., Brandão, R. e Dantas, G. **O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, Gesel-UFRJ, 2009 (Texto de Discussão do Setor Elétrico - TDSE 17),

nenhuma racionalidade econômica, dado que o fator determinante é uma diferença entre custo das UTE e preço de liquidação de diferença determinado, este último, por modelo computacional.<sup>6</sup>

Como o volume total de obrigações indexadas ao PLD tende a assumir magnitudes de tal ordem que não se vê como o sistema como um todo possa permanecer solvente se este processo persistir por muito tempo.

Com o PLD em níveis tão elevados, os projetos em atraso, sejam eles termoelétricos ou não, precisam comprar energia para recompor o lastro comercial. As usinas térmicas contratadas por disponibilidade que gerarem abaixo do volume despachado pelo ONS também precisam ressarcir as distribuidoras, pagando a diferença entre o PLD e o CVU da usina sobre os montantes não entregues. Novamente, o volume financeiro envolvido cresce exponencialmente quando ocorre uma alta expressiva e prolongada no PLD.

Nesta dinâmica, o impacto recairá também sobre os geradores hídricos quando passam a produzir energia abaixo da garantia física dado que o **ONS**, em períodos de seca prolongada busca economizar a água dos reservatórios até o início do período úmido. Ressalta-se que os valores envolvidos são muito superiores à necessidade de cobertura da geração térmica o que aponta para uma inquestionável sobrevalorização do PLD.

Em 2013 também ocorreram problemas de indisponibilidade de instalações de geração e de atraso na entrada em operação de novos empreendimentos. Estes problemas causaram à época substancial

---

<sup>6</sup> Sobre este tema, ver: Castro, N., Brandão, R. **Preço versus custo da energia no setor elétrico brasileiro**. São Paulo. Valor Econômico, 19 de fevereiro de 2014

impacto financeiro para os agentes envolvidos. Entretanto, o PLD de 2013 ficou mais baixo e o custo de recomposição de lastro foi também, por definição, menor. Em 2014 a previsão é que o PLD se mantenha muito maior do que em 2013 ao longo do ano todo. Desta forma, o impacto financeiro dos ressarcimentos e recomposições de lastro será um problema muito maior, sendo:

- i. Desproporcional à capacidade de pagamento dos empreendimentos termoeletricos e;
- ii. Capaz de tornar rapidamente os empreendimentos insustentáveis do ponto de vista econômico.

A seção seguinte traz algumas simulações que dão suporte a estas afirmativas e argumentos.

### **3- Impacto dos gastos com ressarcimento e recomposição de lastro**

Esta seção apresenta análise empírica com base em indicadores capazes de demonstrar a magnitude desproporcional dos valores dispendidos com ressarcimentos e recomposições de lastro em um contexto de PLD muito elevado.

#### **3.1- Ressarcimento**

Entre fevereiro e abril de 2014, um conjunto de 47 termoeletricas contratadas por disponibilidade, somando uma capacidade instalada de 11.307 MW, teve uma receita fixa global de R\$ 1,37 bilhão. Neste mesmo período o total dos ressarcimentos devidos às distribuidoras por geração abaixo do despacho, já excluídas restrições elétricas, quando a térmica,

apesar de despachada, tem geração reduzida ("*constrained off*"), foi de R\$ 870 milhões, representando 63% da receita fixa total.<sup>7</sup>

Deste conjunto, sete das UTE, totalizando 1.278MW de capacidade instalada, tiveram nestes três meses ressarcimentos devidos **superiores** às receitas fixas. Ou seja, somente um item de despesa extraordinária representou o equivalente a mais que toda a receita própria dos sete empreendimentos durante estes três meses.

Para melhor dimensionar e qualificar o impacto dos ressarcimentos nas finanças dos empreendimentos termoeletricos, metodologicamente o mais apropriado é comparar os ressarcimentos, não com a receita fixa, mas com um indicador que melhor expresse a capacidade de pagamento dos empreendimentos. GESEL fez uma modelagem simplificada da estrutura de custos de uma usina termoeletrica típica contratada por disponibilidade e decidiu utilizar o conceito contábil de Fluxo de Caixa Livre do Acionista (FCA) como indicador para a capacidade de pagamento destes empreendimentos de geração<sup>8</sup>. Considerou-se, usando estimativas próprias, que o FCA corresponde a aproximadamente 20% da receita fixa<sup>9</sup> de um projeto nos primeiros anos da operação comercial.

---

<sup>7</sup> Os dados citados nesta seção foram fornecidos pela EDP com base em relatórios da CCEE. As informações para Abril são ainda preliminares.

<sup>8</sup> O indicador escolhido para a capacidade de pagamento foi o Fluxo de Caixa do Acionista (FCA) esperado dos projetos, que corresponde ao fluxo de caixa residual, disponível para os acionistas do projeto em condições normais de operação (isto é, sem despesas extraordinárias). O FCA é um bom indicador devido à forma como estão estruturados financeiramente os projetos de termoeletricas. Tais projetos são financiados, via de regra, na modalidade "*Project Finance*", em condições que não comportam a tomada de novos financiamentos enquanto os empréstimos iniciais não forem quitados. Se os projetos não podem contar com novos empréstimos, qualquer despesa extraordinária implicará em reduzir o fluxo de caixa residual para o acionista isto é o FCA. Se a despesa extraordinária ultrapassar o FCA, o projeto não conseguirá honrá-la sozinho, necessitando seja de aportes de capital ou de uma reestruturação da dívida.

<sup>9</sup> O FCA foi estimado partindo da receita fixa dos projetos, uma vez que os custos variáveis em princípio são inteiramente suportados, via CVU, pelas receitas variáveis. O FCA é a receita fixa bruta descontada de todos os desembolsos de caixa normais, que incluem encargos e impostos incidentes sobre o faturamento, os custos e administração, operação e manutenção, o serviço da

Com base nesta métrica, entre fevereiro e abril de 2014, dos 47 projetos analisados, constatou-se que:

- i. 35 UTEs, representando 7.493MW de capacidade instalada tiveram um total de ressarcimentos equivalente a seis vezes o FCA mensal ou mais;
- ii. Dentre estas 17 UTEs, com capacidade instalada de 4.691MW comprometeram 12 vezes o FCA mensal ou mais com os ressarcimentos; e
- iii. Cinco UTEs, com 720MW de capacidade instalada, comprometeram 24 vezes o FCA mensal ou mais;

A síntese desta situação temporalmente definida é que apenas três meses foram suficientes para os ressarcimentos comprometerem seriamente a capacidade de pagamento da maioria das usinas. Como em 2014 todas as termoeletricas devem ser acionadas intensamente, todas estarão potencialmente expostas a novos ressarcimentos.

---

dívida e a tributação sobre a renda. Eventuais gastos extraordinários não foram levados em conta. Novos investimentos também não foram considerados.

Os gastos de administração, operação e manutenção podem variar bastante de acordo com o tipo de projeto. O custo de conexão à rede, por exemplo, pode variar com a localização e com as características técnicas da usina. Entretanto, a estimativa do FCA de uma usina em fase inicial de operação é facilitada pela maneira como o financiamento é da usina é dimensionado. O montante do financiamento que um projeto pode captar é calculado com base na capacidade de pagamento de um projeto, isto é, com base no Fluxo de Caixa do Projeto (Receita Bruta, abatida de todos os desembolsos de caixa exceto o serviço da dívida e a remuneração do acionista). Em uma análise um pouco simplificada, os projetos são estruturados para que o Fluxo de Caixa do Acionista seja no mínimo igual a 30% do Serviço da Dívida (juros + amortizações). O cálculo usual é que o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) deve ser pelo menos igual a 1,3. Fazendo algumas simplificações (por exemplo, variação nula do capital de giro), dizer que o ICSD de 1,3 equivale a dizer que o Fluxo de Caixa do Projeto (FCP) é igual a 1,3, que o serviço da dívida igual a 1 e o Fluxo de Caixa do Acionista igual a 0,3. Como o FCP em fase inicial costuma girar em torno de 55% da receita fixa, o FCA no início da operação da usina giraria em torno de 17% da Receita Fixa. Conforme o financiamento o tempo passa e o financiamento original é amortizado, o peso do serviço da dívida na receita total tende a decrescer e o FCA aumenta com relação à Receita Fixa. Por esta razão foi utilizado aqui o indicador de 20% que se considerou como representativo de projetos em fase inicial.

Neste sentido, pode-se concluir que a situação tende a se tornar insustentável do ponto de vista financeiro e econômico, dado que:

- i. Em termos financeiros a capacidade de solvência das usinas encontra-se comprometida. Elas não terão capacidade de honrar sozinhas, ou seja, com base em suas receitas fixas os compromissos da magnitude observada;
- ii. Do ponto de vista econômico, é provável que vários empreendimentos fiquem irremediavelmente comprometidos caso o volume de ressarcimentos devidos e de outras despesas extraordinárias continue a se avolumar segundo se pode prever pela conjugação de crise hidrológica e PLD alto.

O problema financeiro pode, em parte, ser resolvido com o diferimento dos pagamentos relativos ao ressarcimento em um período prolongado, por exemplo, parcelando em vários anos os valores devidos.

Contudo, o problema econômico só pode ser afastado por medidas que efetivamente impeçam que o volume financeiro associado aos ressarcimentos e a outras despesas extraordinárias continue a se acumular de forma desproporcional à capacidade de geração de caixa das usinas.

A título de sugestão preliminar, que exigiria uma análise mais pormenorizada que foge ao escopo do presente estudo, isto poderia ser feito mediante a introdução seja de um limite financeiro aos ressarcimentos e/ou através de restrição ao atual valor teto do PLD.

### **3.2 - Recomposição de lastro**

A obrigação de comprar energia para compensar o atraso de um projeto que não tenha sido caracterizado como devido à força maior (excludente de responsabilidade) representa uma pesada penalização ao acionista em

qualquer circunstância. Trata-se de uma despesa extremamente elevada em relação à capacidade de pagamento de um gerador em fase inicial de operação, sobretudo de uma térmica contratada por disponibilidade, que tem uma remuneração própria reduzida em termos de receita fixa por MWh.

No workshop do GESEL as empresas não apresentaram números próprios que permitam dimensionar o impacto financeiro da recomposição de lastro. No entanto, o GESEL fez algumas simulações a fim de avaliar se a necessidade de recomposição de lastro pode, em ocasiões em que o preço da energia encontre-se em patamar muito elevado, inviabilizar um projeto.

Utilizou-se para este cálculo a suposição do exemplo anterior sobre os ressarcimentos: o fluxo de caixa residual de um projeto térmico com entrada em operação relativamente recente é 20% da receita fixa. Supondo-se que a receita fixa de um projeto seja da ordem de R\$ 80 por MWh vendido, resulta um FCA de R\$ 16 por MWh.

A Tabela 1 simula vários cenários de atraso na entrada em operação comercial de um projeto e da decorrente recomposição de lastro. Os atrasos deste exemplo foram fixados de dois a dez meses. E a título de exercício, há colunas com a recomposição de lastro em dois patamares: R\$ 130/MWh e a R\$ 500/MWh. Os resultados obtidos referem-se ao impacto do custo da recomposição em termos de meses do Fluxo de Caixa Livre do Acionista - FCA.

**Tabela 1**

**Cenários para o comprometimento  
do Fluxo de Caixa do Acionista (FCA)  
devido à Recomposição de Lastro**  
(em meses de FCA)

Meses	Recomposição (R\$/MWh)	
	130	500
2	16	63
4	33	125
6	49	188
8	65	250
10	81	313

Fonte: GESEL-IE-UFRJ

Observe-se que mesmo a recomposição de lastro sendo feita a um preço que pode ser considerado como normal (R\$ 130/MWh), o impacto para a usina já é bastante elevado, da ordem de:

- i. 49 vezes o FCA mensal para um atraso de seis meses ou
- ii. 81 uma vezes no atraso de dez meses.

Quando se trabalha com um cenário de preços mais elevados, observa-se pela Tabela 1 que um atraso de dois meses compromete 63 vezes o FCA mensal (!). E atrasos por períodos maiores implicam em dispêndios de caixa que clara e objetivamente indicam a inviabilidade econômica e financeira o projeto, restando, *grasso modo*, ao empreendedor três opções:

- i. Aportar recursos do acionista;
- ii. Obter liminar na justiça; ou
- iii. “Entregar as chaves.”



Mesmo se tratando de um exercício com base em valores simulados, os resultados são muito preocupantes, o que corrobora os argumentos do estudo destacados anteriormente de que:

***Há um risco sistêmico em formação, que este risco está aumentando e criando um poder de destruição de valor no segmento das geradoras térmicas.***

Trata-se de um problema grave que exige atenção e ação por parte das autoridades do marco institucional do SEB.

## **Conclusões**

O risco financeiro associado à comercialização de energia no atacado é um problema estrutural do setor elétrico brasileiro e deve ser tratado como tal.

A situação que se materializou no primeiro quadrimestre de 2014, com o surgimento de obrigações financeiras extraordinárias de volume incompatível com a capacidade de pagamento dos projetos termoelétricos pode se agravar, comprometendo a própria viabilidade econômica de várias usinas. A continuidade do despacho térmico pleno e a alta do PLD por vários meses torna possível um acúmulo suplementar de passivos vultosos, capazes de desestabilizar a própria atividade de geração térmica.

Na avaliação dos autores o problema principal reside no desenho das regras de comercialização de energia.

Por um lado, elas permitem a criação de obrigações vultosas para agentes que por qualquer razão encontrem-se expostos aos preços de curto prazo da energia na medida em que, em situações de escassez, ele se descola (sem nenhuma justificativa e fundamentação econômica válida) do custo de produção da energia.

Por outro lado, as regras de recomposição de lastro e dos ressarcimentos para termoelétricas contratadas por disponibilidade estão desenhadas sem levar em conta a capacidade de pagamento e o porte econômico dos empreendimentos, que podem, por isso, ficarem sujeitas a obrigações capazes de inviabilizar o negócio.

Com base nestes argumentos são necessárias e urgentes alterações de caráter emergencial nas regras de comercialização de energia e em especial naquelas que dizem respeito à geração térmica.