

Em 25 de junho de 2003.

Assunto: Definição da função Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo, de que trata a Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002.

## I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem como objetivo principal fornecer subsídios para elaboração de instrumento regulamentar a ser emitido pela ANEEL para a definição da função Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo, de que trata a Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002.

## II. DOS FATOS

A Resolução GCE nº 109, de 24 de janeiro de 2002, estabelece, em seu art. 6º, que até 31 de dezembro de 2002, ou até que a ANEEL defina nova metodologia, a curva de Custo do Déficit de energia elétrica será a função em quatro patamares adotada nos estudos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos do Ministério de Minas e Energia, valorada em R\$/MWh, na forma da Tabela 1.

Tabela 1 – Curva de Custo do Déficit

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
$0% < RC \leq 5%$	553,00
$5% < RC \leq 10%$	1.193,00
$10% < RC \leq 20%$	2.493,00
$RC > 20%$	2.833,00

2. A mesma Resolução GCE nº 109, de 2002, estabelece ainda que, *in verbis*:

“Art 6º ...

...

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, de 25/06/2003)

§ 2º até 31 de dezembro de 2002, os preços no mercado estarão limitados ao valor máximo de R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por MWh, observado o valor mínimo correspondente à Tarifa de Energia de Otimização publicada pela ANEEL

§ 3º A ANEEL deverá, até 31 de dezembro de 2002, definir nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit.”

### III. DA ANÁLISE

A análise da matéria em questão deve considerar os seguintes aspectos:

#### iii.1. Da Curva de Custo do Déficit

A curva de Custo do Déficit é um parâmetro de fundamental importância para o planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em condições hidrológicas desfavoráveis, ela torna-se um parâmetro determinante na formação de preço, pois se constitui em um sinalizador para a decisão do despacho de usinas termoeletricas (UTE's).

2. O Custo do Déficit, na prática, deveria retratar o quanto custa para a sociedade a insuficiência de oferta de energia elétrica. Na Inglaterra e País de Gales, por exemplo, o valor correspondente ao Custo do Déficit, *Value of Loss of Load (VOLL)*, foi obtido por meio de pesquisa de mercado entre consumidores, de qual seria o preço médio por MWh que eles estariam dispostos a pagar para não serem desconectados sem aviso prévio. O resultado foi a definição do VOLL igual a 2.000 Libras Esterlinas por MWh em 31 de março de 1989, quando o *Pool* de eletricidade da Inglaterra e País de Gales (EPEW) foi implementado. Este valor é atualizado anualmente pelo índice de preços ao consumidor (RPI), conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Evolução do Custo do Déficit na Inglaterra e País de Gales

Data	VOLL (£/MWh)
31/março/1990	2.000,00
01/abril/1991	2.187,00
01/abril/1992	2.285,00
01/abril/1993	2.345,00
01/abril/1994	2.389,00
01/abril/1995	2.458,00
...	...
01/abril/2001	2.768,00
01/abril/2002	
01/abril/2003	

3. No Brasil, o impacto do custo da energia no Produto Interno Bruto (PIB) é considerado como a forma mais consistente de se valorar o Custo do Déficit de energia elétrica para a sociedade. Assim a Matriz Nacional de Insumo-Produto é o caminho mais utilizado para a obtenção da importância da eletricidade no PIB.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, de 25/06/2003)

4. Trabalhos a esse respeito começaram a ser realizados pelo extinto órgão de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS), que desenvolveu pesquisas metodológicas no âmbito de seu CTEM, entre os anos de 1985 e 1986, e, posteriormente, pela Comissão para Estudo do Custo do Déficit de Energia Elétrica (CDEF), de 1986 a 1988, e pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, mediante contrato com a ANEEL, entre 2000 e 2001.
5. A metodologia proposta por esses grupos de estudo, e atualmente em uso no planejamento da expansão, emprega os chamados custos marginais setoriais, que representam as perdas marginais do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro por restrição de suprimento de energia elétrica em cada setores da economia. Esses custos são obtidos com o emprego da Matriz de Insumo-Produto e de técnicas de regressão envolvendo taxas de variação do PIB, das produções setoriais e dos consumos setoriais de energia elétrica.
6. Nestes casos, os custos marginais setoriais são escalonados por ordem crescente para aplicação de uma política de racionamento de energia, via quantidade, com redução de até 30% para todos os setores. É, então, formada uma curva em quatro patamares, em que cada patamar é definido pelo valor médio dos custos marginais dos setores racionados e agrupados no patamar, ponderado pelas quantidades racionadas de cada setor.
7. Devido à não publicação das Matrizes de Insumo-Produto nacionais, pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a comissão CDEF utilizou, em 1988, a Matriz do ano de 1975 na definição da curva em patamares de Custo de Déficit. Para corrigir essa defasagem de tempo, o Departamento de Planejamento Energético (DPE) das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, por intermédio do projeto CEDEF - Custo Explícito do Déficit, em 1997, atualizaram os Custos de Déficit para valores de 1996, considerando, para isso, a variação da parcela de energia elétrica na composição do Produto Interno Bruto (PIB). De tal função atualizada, que vem sendo adotada no Ciclo Decenal de Planejamento da Expansão desde 1997, resultou a curva de Custo do Déficit apresentada na Tabela 1.
8. Por esses mesmos motivos, o CEPEL não conseguiu apresentar resultados robustos que referendasse a aplicação de uma nova função em quatro patamares, se este fosse o caso.
9. A definição de nova metodologia de cálculo da função Custo do Déficit, em atendimento ao que disciplina a Resolução GCE nº 109, de 2002, certamente demandaria um esforço consideravelmente grande, recursos financeiros de grande monta e um tempo de conclusão também longo. Além disso, é muito provável que uma nova metodologia, em razão da limitação de dados, indicasse tão somente a atualização de valores, se fosse necessário.
10. Entretanto é mister que seja avaliada a necessidade de atualização dos valores dos Custos do Déficit para os quatro patamares. Neste sentido, a ANEEL, juntamente com o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, propõe a realização de simulações de

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, de 25/06/2003)

otimização energética com diferentes curvas de Custo do Déficit, conforme mostradas na Tabela 3, obtidas com diferentes alternativas de atualização dos valores, quais sejam:

- i.* atualização pela variação do Índice Geral de Preços (IGP-M) entre janeiro e dezembro de 2002, que foi de 24,86 %;
- ii.* atualização pela variação do Índice de Preços por Atacado (IPCA) entre janeiro e dezembro de 2002, que foi de 12,53 %;
- iii.* atualização pela variação dos preços declarados pelas UTE's entre janeiro e dezembro de 2002, que foi de 15,12 %.

Tabela 3 – Curvas de Custo do Déficit para simulação de otimização energética

Patamares (% de Redução de Carga - RC)	Custo do Déficit (R\$/MWh)			
	Curva Original Res. GCE nº 109/02	Alternativa 1 Atualização pela variação do IGP-M	Alternativa 2 Atualização pela variação do IPCA	Alternativa 3 Atualização pela variação dos preços das UTE's
0% < RC ≤ 5%	553,00	690,48	622,29	636,61
5% < RC ≤ 10%	1.193,00	1.489,58	1.342,48	1.373,38
10% < RC ≤ 20%	2.493,00	3.112,76	2.805,37	2.869,94
RC > 20%	2.833,00	3.537,28	3.187,97	3.261,35

11. As simulações de otimização energética devem ser tais que permitam a análise da sensibilidade de grandezas fundamentais às diferentes curvas de Custo do Déficit mostradas na Tabela 3, para um período significativo. Sugere-se, que inicialmente, sejam consideradas simulações para os casos bases de PMO's entre janeiro e julho de 2003, e que sejam avaliados os déficits, a geração hidráulica e térmica, os vertimentos, os Custos Marginais de Operação (CMO's) por submercado e o custo total de operação. Os estudos de simulação de otimização energética, entretanto, podem levar em consideração outros critérios, entendidos como relevantes pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

### iii.2. Do Preço Máximo para o Mercado de Curto Prazo (PMAE\_max)

O PMAE\_max foi inicialmente definido considerando o maior preço declarado dentre as UTE's de porte significativo do conjunto de dados de entrada dos modelos de otimização energética. A idéia básica era que o PMAE\_Max deveria ser tal que remunerasse aquela térmica. À época, a UTE mais cara era a de Camaçari, com declaração de preços da ordem de R\$ 319,00/MWh. Considerando uma pequena margem de segurança para, por exemplo, prever a possibilidade de pequenas variações do custo de combustível, foi adotado para o PMAE\_max o valor de R\$ 350,00/MWh, conforme § 2º, do art. 6º da Resolução GCE nº 109, de 2002.

2. Ressalta-se que é importante considerar os valores **conjunturais** das declarações de preços. Ou seja, deve-se considerar os valores utilizados ao longo do horizonte de vigência do PMAE\_max. Esses

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 41/2003-SEM/SRG/SRC/ANEEL, de 25/06/2003)

valores tendem a ser diferentes daqueles utilizados para os anos futuros, principalmente devido à redução percentual dos recursos da Conta de Consumo de Combustível - CCC.

3. Utilizando o mesmo entendimento, o PMAE\_max poderia ser atualmente definido como R\$ 400,00/MWh, considerando o preço declarado da usina de Alegrete (da ordem de R\$ 373,25), que é a usina mais cara de porte significativo, para os modelos de otimização energética.
4. Alternativamente, o PMAE\_max poderia ser atualizado pela variação do IGP-M ou do IPCA para o período de janeiro a dezembro de 2002, resultando em R\$ 438,59 por MWh ou R\$ 393,86 por MWh, respectivamente.

#### **IV. DA CONCLUSÃO**

Diante do exposto acima a nossa recomendação é que sejam efetuadas as simulações, sejam discutidos seus resultados com o MAE e com o ONS, que seja escolhida uma alternativa dentre as apresentadas e que esta seja traduzida em um instrumento regulamentar a ser emitido pela ANEEL, após ser submetido ao processo de audiência pública.

**DILCEMAR DE PAIVA MENDES**

Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado

**DENISE MIRANDA TEIXEIRA**

**RUI GUILHERME ALTIERI SILVA**

Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

**ODENIR JOSÉ DOS REIS**

**De acordo**

**EDVALDO ALVES DE SANTANA**

Superintendente de Estudos Econômicos do Mercado

**CRISTIANO ABIJAODE AMARAL**

Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

**HUGO RENATO ANACLETO NUNES**

Superintendente de Regulação da Comercialização da Eletricidade em Exercício