



Empresa UTE Norte Fluminense SA – UTE NF

Autor: Sergio Nilo Gomes Faria

Cargo : Gerente Econômico Financeiro

Endereço: Av. Almirante Barroso, 52 – 17º andar

Centro – Rio de Janeiro – RJ

CEP : 20031-000

Tel : 3974-6100

Fax : 2220-3998

E-12/020.523/2012 CEG-RIO AS – 3ª Revisão Tarifária Quinquenal das concessionárias

Contribuição da UTE Norte Fluminense (UTE NF) à Consulta Pública que Trata da 3ª Revisão Tarifária Quinquenal da Concessionária CEG-RIO – 03 de março de 2013

I - Um pouco de História:

Para atender a UTE NF, a CEG-RIO, que detém a concessão de distribuição de gás na área onde está instalada a UTE NF, construiu, em 2003, um duto radial, de 9km, a partir da Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN da PETROBRÁS instalada em Cabiúnas, com custo total de R\$9,7 milhões.

O pagamento à CEG-RIO pela UTE NF se destina, principalmente, à amortização e remuneração do investimento realizado em 2003 uma vez que, pela dimensão do duto e sua localização, os custos de operação e manutenção são muito reduzidos, limitados quase que exclusivamente à coleta e processamento de dados de medição para a emissão da fatura.

A parcela associada ao custo da concessão onerosa da CEG-RIO, foi totalmente amortizada até 21 de julho de 2007, que motivou a cláusula 10.1.4 do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (Gas Supply Agreement – GSA), que criou a prerrogativa para a UTE NF adquirir diretamente o gás da PETROBRÁS, abdicando do serviço de comercialização da CEG-RIO, restringindo-se exclusivamente ao uso da rede, regulada pela AGENERSA, dadas as características de monopólio natural.

A solicitação de redução da tarifa feita pela UTE NF à CEG-RIO, após 21 de julho de 2007, foi recusada sob a alegação de que não havia redução de custo associada.

Pelo fato da usina não estar conectada à uma rede de distribuição da CEG-RIO ela não compartilha o serviço com outros consumidores e jamais vai demandar qualquer esforço

adicional de investimento da distribuidora para garantir ou melhorar suas condições de atendimento, principalmente levando em conta a dimensão e a localização do gasoduto radial de distribuição da CEG-RIO.

## II - Atividade de Geração Termelétrica versus Distribuição de Gás Natural

### 2.1 – Geração Termelétrica

A atividade de geração de energia elétrica à gás envolve riscos elevados inerentes às suas características, constituída de equipamentos na fronteira da tecnologia de materiais e de processo termodinâmico, na sua maior parte só disponíveis no mercado externo, com peças que giram a 3600 rotações por minuto, sujeitas a grandes esforços mecânicos e submetidas a altas temperaturas (acima de 1100 °C), que exigem manutenções anuais, que podem levar até um mês de interrupção da operação com reposições de peças importadas, que implicam na exposição às variações cambiais.

O contrato de venda de energia (Power Purchase Agreement - PPA), estruturado com base na legislação em vigor à época do início da operação da UTE NF, obriga a usina a entregar continuamente uma potência constante, qualquer que seja sua condição de operação o que implica em um risco permanente, associado à exposição ao mercado spot durante os períodos de manutenção programada ou quando da ocorrência de uma falha nos equipamentos que leve a usina a não operar a plena potência.

Em síntese, se parte ou toda a usina está indisponível ela é obrigada a adquirir no mercado de curto prazo a energia não suprida ao preço que pode variar hoje entre R\$14,13/ MWh a R\$ 780,03/MWh .

No biênio 2012-2013, a UTE NF finalizou o primeiro ciclo de manutenção programada, com a execução da denominada “major” que implicou na parada das três unidades a gás, por um período de um mês cada. A exposição ao spot que ao início deste ano se situou acima de R\$300/MWh, gerou uma despesa de R\$ 144 milhões, sendo R\$ 75 milhões em 2013, com a parada da unidade 3 e da unidade a vapor nos meses de fevereiro e março.

A decisão de investimento à época da implantação do empreendimento levou em conta esses riscos que são inerentes à atividade e portanto entendidos como gerenciáveis pelos patrocinadores que julgaram adequada o retorno esperado com base no plano de negócios suportado por contratos de longo prazo com cláusulas de reajustes previamente estabelecidas.

Mas ela não contemplou eventos que alterassem o curso das despesas, das quais a mais relevante associada ao fornecimento do gás natural.

A fórmula de reajuste do PPA contempla as oscilações de preço do combustível (commodity e transporte) através de uma componente exclusiva e as variações de preço da margem de distribuição através da componente IGPM que, em adição inclui outras despesas de operação e de capital denominadas em reais.

### 2.2- Distribuição de Gás Natural

A atividade de distribuição de gás natural, pelas suas características se enquadra no denominado monopólio natural, onde os custos de investimento são muito mais relevantes que os de operação e por isso possuem grande economia de escala. São dessa forma considerados bens exclusivos uma vez que atender a demanda total através de único agente é muito mais econômico do que o que se obteria caso se estabelecessem vários agentes dividindo o mesmo mercado.

O preço, quando regulado, se transforma em uma tarifa, dimensionada para cobrir os custos do serviço incluindo a remuneração do investimento, compatível com o risco da atividade.

A distribuição de gás envolve basicamente investimentos na expansão da malha de dutos para absorver o crescimento do mercado nas áreas já atendidas e a agregação de novos consumidores através da expansão espacial da malha. Predominam equipamentos nacionais utilizando tecnologia há muitos anos consolidada.

O único risco está associado ao dimensionamento da rede que é feito de forma discreta para cobrir um mercado que cresce de forma contínua. O regulador define a tarifa com base na inflação subtraída ou acrescida de um fator para ajustar a remuneração do concessionário ao risco.

As tabelas abaixo apresentam uma seleção de números extraídos das demonstrações financeiras da CEG-RIO.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Vendas (mm<sup>3</sup>)</b>	<b>1.392,39</b>	<b>1.280,22</b>	<b>1.418,88</b>	<b>1.672,50</b>	<b>1.763,70</b>	<b>1.579,50</b>	<b>3.346,71</b>	<b>1.371,67</b>	<b>2.221,43</b>	<b>1.572,06</b>
Residencial + Comercial	0,29	0,48	0,99	2,01	3,30	3,80	3,95	3,91	3,87	4,02
Industrial	686,04	707,21	777,03	808,26	746,40	698,60	693,02	600,32	666,09	642,87
Automotivo	29,70	49,52	73,44	105,44	137,90	166,40	152,62	155,23	152,06	159,69
Geração	676,36	523,02	567,42	756,79	876,10	710,70	2.497,12	612,21	1.399,41	765,48
Rede (km)	387	434 (*)	549	668	767	826	881	881,4	920	956
Expansão (km)		47	115	119	99	59	55	0,4	38,6	36

(\*) 9 km para atender a UTE Norte Fluminense

**Valores em R\$ mil**

Receita Líquida	404.215	468.098	550.772	638.831	617.995	643.553	1.646.683	927.208	1.213.851	1.055.126
EBITDA	41.012	42.634	59.940	62.825	56.237	78.510	132.362	106.805	143.108	154.165
(Despesas - Receitas) Financeiras	2.728	5.469	5.936	20.922	20.486	15.676	10.764	6.799	2.845	4.303
Lucro Líquido	24.804	23.500	35.790	30.388	19.826	34.162	71.035	56.041	81.468	90.074
Dividendos	17.330	11.743	17.000	14.435	9.417	16.229	33.742	40.145	51.694	88.536
Capital	19.950	19.950	22.185	31.581	39.558	44.762	53.730	72.377	87.520	95.212
Patrimônio Líquido	32.705	44.462	63.252	79.206	89.615	107.551	144.844	184.158	226.302	258.454
Ativo Imobilizado	73.647	89.335	128.644	164.688	190.541	202.773	232.459	250.856	258.554	278.207
Ativo Total	122.946	161.773	276.982	308.743	319.600	338.488	539.589	486.704	485.991	520.166
Investimento	22.373	21.691 (**)	51.626	51.865	41.182	27.160	48.291	27.282	20.027	30.423

(\*\*) R\$ 9,7 milhões alocado ao duto que atende a UTE Norte Fluminense

**Indicadores**

Margem EBITDA	10%	9%	11%	10%	9%	12%	8%	12%	12%	15%
Remuneração do Patrimônio Líquido	76%	53%	57%	38%	22%	32%	49%	30%	36%	35%
Dividendos / Capital Social	87%	59%	77%	46%	24%	36%	63%	55%	59%	93%

Alguns números merecem destaque:

1 – No período 2008-2011, de vigência da última revisão extraordinária, sem incluir os números de 2012 ainda não disponíveis, a venda de serviços de distribuição de gás para geração de energia elétrica representou 62% do total da empresa. Nos anos de 2008 e 2010, quando menores disponibilidades de geração hidráulica implicaram em maior despacho das termelétricas, tais valores atingiram 75% e 63%, respectivamente.

Entre 2007 e 2011, os pagamentos da UTE NF para CEG-RIO totalizaram R\$ 146 milhões, cerca de 2,3% da receita total da distribuidora de gás, enquanto que duto dedicado ao suprimento da UTE NF representa menos de 1% da rede de 960 km registrada nas demonstrações financeiras de 2011:

	2007	2008	2009	2010	2011
Receita Bruta da CEGRIO	754.597	1.800.397	1.078.597	1.392.186	1.234.159
Pagamentos da Ute-NF para a CEGRIO	19.159	29.504	28.551	34.140	34.531
% da Receita da CEGRIO devido a UTE-NF	2,54%	1,64%	2,65%	2,45%	2,80%

2 – O realinhamento tarifário, para a UTE NF na revisão de 2008 aprovado pela AGENERSA foi de 11,83%, ao qual é acrescido anualmente a variação do IGPM, conforme previsto no contrato. Como houve atraso na aplicação deste percentual, o realinhamento tarifário da CEGRIO para a UTE NF foi distribuído para os anos subseqüentes, acumulando 22,26% no período, acima do IGPM, conforme indicado na tabela abaixo:

	jun/08	jun/09	jan/10	jan/11	jan/12	Total
(%) aumento de tarifa		<b>11,83%</b>	2,00%	3,53%	3,53%	<b>11,83%</b>
(%) variação IGPM	<b>13,44%</b>	-	<b>1,29%</b>	<b>10,27%</b>	<b>5,95%</b>	<b>34,24%</b>
Total						<b>50,12%</b>

Considerando o reposicionamento tarifário de 11,83%, aprovado pela AGENERSA para o quinquênio 2008-2012, acrescido da variação acumulada do IGPM no mesmo período, a tarifa da margem de distribuição ao final de 2012, sofreu um acréscimo total de 50%.

A fórmula de reajuste de preço de energia elétrica no contrato de suprimento assinado entre a UTE Norte Fluminense e seu cliente (Power Purchase Agreement – PPA), é composta de três componentes. O custo da margem de distribuição da CEG-RIO está alocado na parcela destinada a cobrir as variações dos dispêndios em moeda nacional, capturadas através do IGMP.

A UTE NF foi desenvolvida como um projeto de propósito específico, dentro do Programa Prioritário de Termelétrica – PPT instituído pelo Decreto no 3.371, de 24 de fevereiro de 2000. Toda a estrutura contratual da empresa e as fórmulas de reajuste associadas, foram concebidas para preservarem o equilíbrio econômico financeiro de todos os agentes envolvidos, fornecedores e consumidores de bens e serviços.

O contrato de suprimento de energia elétrica de longo prazo foi estabelecido com a LIGHT, especificamente para o atendimento dos consumidores cativos, o que implica na sua submissão às regras de repasse de variações de preços e tarifas dos insumos, reguladas pela ANEEL. Como os custos associados à distribuição de gás natural estavam concentrados principalmente na recuperação do investimento para construção do duto, conforme já explicitado acima, não havia justificativa no âmbito do PPT para criar um mecanismo de repasse aos consumidores finais cativos de reajustes extraordinários.

Na realidade, a impossibilidade de repasse dos reposicionamentos tarifários da margem de distribuição da CEG-RIO, transformou este reajustes extraordinários em um mecanismo de transferência de renda da UTE NF para a distribuidora de gás.

O papel principal da ANEEL, de proteção dos consumidores cativos contra o poder de monopólio das concessionárias de distribuição de energia elétrica, que vem sendo desempenhado com o rigor da Lei de sua criação, não abre espaço para solicitação de um reajuste extraordinário do preço da energia elétrica sob a justificativa de reduzir a tarifa de algumas das classes de consumidores de gás e financiar a expansão da rede de dutos de distribuição.

A fatura mensal da CEG-RIO está em torno de R\$ 4 milhões (janeiro de 2013). Em 2012 o faturamento total correspondeu a cerca de R\$ 44 milhões, cerca de duas vezes e meia o investimento total no duto, atualizado pelo IGPM para janeiro de 2013 (R\$ 18 milhões) e sem computar a parcela já amortizada de 40% ao longo de oito em um total de vinte anos de contrato. Desde o início da operação da UTE NF, o faturamento da CEG-RIO totalizou cerca de 16 vezes o valor médio atualizado pelo IGPM do custo do duto dedicado. A proposta de reposicionamento tarifário para o período 2013-2017, elevaria o pagamento anual da UTE NF para a CEG-RIO para R\$ 55 milhões, ou seja valor suficiente para construir três dutos iguais de Cabiúnas à UTE NF, e cerca de 163% do investimento médio anual da CEG-RIO na sua rede de distribuição no último quinquênio (R\$ 33,6 milhões/ano).

Os instrumentos de regulação não prevêm aumentos da tarifa da margem de distribuição, derivados dos reposicionamentos tarifários quinquenais.

Na fórmula de reajuste de preço de energia elétrica no contrato de suprimento assinado entre a UTE NF e seu cliente (Power Purchase Agreement – PPA), as variações da tarifa da margem de distribuição da CEG-RIO estão previstas serem repassadas para o preço final de venda através da componente de custos em moeda nacional cujos aumentos são capturados pela variação do IGPM, concebida fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa

Assim, a parcela de 11,83% correspondente ao reposicionamento tarifário implicou na redução da margem operacional da UTE NF, uma vez que a componente de repasse das variações do preço do combustível (passthrough) na fórmula de reajuste do PPA, só inclui os preços da commodity e do transporte cobrados pela PETROBRÁS.

Na realidade a proposta de um novo aumento de 15,2% na tarifa de distribuição de gás para a atividade de geração termelétrica constitui um caso clássico de tentativa de captura do regulador pelo regulado em detrimento do consumidor, o que certamente será repudiada pela AGENERSA. Na realidade já serão 28,8% de aumentos reais acumulados acima do IGPM.<sup>1</sup>

4 – Entendemos que uma vez recuperado o atraso da aplicação do aumento real da revisão tarifária no período até 2012, a partir de janeiro de 2013, o valor da tarifa considere apenas o reposicionamento, de 11,83%, aprovado pela AGENERSA, mais os sucessivos reajustes anuais previstos no contrato (variação do IGPM) que, conforme apresentado na proposta será a base para a nova revisão tarifária.

---

<sup>1</sup> Definition of 'Regulatory Capture' - [www.investopedia.com](http://www.investopedia.com)

Regulatory capture is a theory associated with George Stigler, a Nobel laureate economist. It is the process by which regulatory agencies eventually come to be dominated by the very industries they were charged with regulating. Regulatory capture happens when a regulatory agency, formed to act in the public's interest, eventually acts in ways that benefit the industry it is supposed to be regulating, rather than the public

Assim, partindo da fórmula do preço constante no contrato, indicamos abaixo o reposicionamento tarifário de 2008 e a proposta atual de 2012.

4.1 – Tarifa para cobrir a Margem de Distribuição, conforme contrato assinado entre a CEG –RIO e a UTE NF:

$$Md = \left[ \frac{31.470}{(C+40)^{2,8}} + 0,286 \right] \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_{n1}}{IGPM_{n0}}$$

4.2 - Tarifa para cobrir a Margem de Distribuição, considerando o reposicionamento tarifário de 2008, correspondente a um aumento real de 11,83%.

$$M = \left( \frac{35.194}{(c+40)^{2,8}} + 0,320 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o}$$

4.3 - Tarifa para cobrir a Margem de Distribuição, considerando a nova proposta de reposicionamento tarifário para o período 2013-2017, correspondente a um aumento real de 15,2% sobre o valor anterior (item 4.2 e equivalente a 28,8% sobre o valor do contrato original).

$$Md = \left( \frac{40.552}{(c+40)^{2,8}} + 0,369 \right) \times \frac{R}{26,81} \times \frac{IGPM_n}{IGPM_o}$$

Proposta UTENF:

Diante das considerações apresentadas acima, a proposta da UTE Norte Fluminense é não seja aplicado qualquer reajuste a título de reposicionamento tarifário para os consumidores da classe de geração termelétrica para o quinquênio 2013-2017.