

CADERNOS
TARIFÁRIOS

VOLUME IV – A MP 579

LMDM
CONSULTORIA EMPRESARIAL

1. Introdução

No dia 11 de setembro de 2012, o Ministério de Minas e Energia – MME realizou um evento em Brasília onde, em conjunto com algumas consultorias econômicas, começou a divulgar quais seriam as regras para a renovação das concessões de geração e transmissão de energia. Em 31 de outubro de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória 579, que definiu por definitivo os critérios para o atingimento da redução anunciada.

Para alcançar uma redução média de 20,2%, o governo propôs basicamente duas linhas de ação:

- a) **Redução de encargos setoriais:** Serão extintas a Reserva Global de Reversão - RGR (de novos empreendimentos concedidos e das distribuidoras de energia elétrica) e a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); e será reduzida a Conta de Desenvolvimento Energética (CDE) a 25% do que ela representa hoje.
- b) **Redução das tarifas de geração e transmissão vincendas de 2015 a 2017:** O governo propôs uma metodologia de avaliação de ativos para indenizar os ativos não depreciados destas concessões e calculou qual seriam as novas tarifas aplicáveis a um cenário de ativos 100% amortizados para aplicação imediata a partir de 2013.

Assim, considerando que, para o consumidor final, a tarifa percebida depende da **distribuidora** de energia, mesmo que estas empresas não tenham sido alvo direto das intervenções publicadas neste primeiro momento, obrigatoriamente precisarão passar por uma Revisão Tarifária Extraordinária – RTE para que sua tarifa ao consumidor passe a refletir estes ajustes propostos pelo Poder Concedente. A forma em que se dará esta RTE ainda não foi definida, já que depende substancialmente da definição final das condições e da respectiva aceitação por parte dos concessionários.

A primeira parcela, referente à **Redução de encargos setoriais**, depende de decisão exclusiva da União. Para manter os programas sociais, como o “Luz para Todos” e o “Tarifa Social”, o Governo Federal aportará anualmente cerca de R\$ 3,3 bilhões. Isso porque estes programas, a princípio, tem cunho social – não devendo ser subsidiado por consumidores do sistema elétrico, já que não contribuem tecnicamente para a segurança energética e tampouco para a qualidade do fornecimento¹.

Já para a segunda parcela, referente à Redução das tarifas de geração e transmissão, reside um grande impasse. Pode-se subdividir esta etapa em três: (i) A indenização dos ativos não depreciados; (ii) A remuneração, via tarifa, de 2013 até o final da concessão; e (iii) A remuneração, via tarifa, do período de renovação da concessão. Abaixo aborda-se de forma detalhada cada uma destas subdivisões.

1.1 A indenização dos ativos não depreciados

Qualquer avaliação de ativos depende de duas variáveis:

- O ativo existe?
- Quanto vale o ativo?

Para o primeiro ponto, referente à existência do ativo, ocorre uma grande discussão. Isso porque o MME definiu que apenas os ativos originalmente previstos nos projetos básicos seriam alvo de indenização, ou seja, aqueles ativos “incrementais” (imobilizados durante o período de concessão), não estariam compreendidos no cálculo.

¹ Sugere-se a visualização da entrevista com Maurício Tolmasquim, da EPE, no link <http://www.youtube.com/watch?v=G2NCC-meag8>

A princípio, esta regra não estava prevista nos contratos de concessão, tampouco na Lei das Concessões, que previam a indenização de todos os ativos imobilizados em serviço. Abaixo demonstra-se, como exemplo, o contrato 003/2004, firmado com a CESP:

Contrato de Concessão n. 003/2004 - ANEEL - CESP:

Cláusula Décima-Primeira - Extinção da Concessão e Reversão dos Bens e Instalações Vinculados

(...)

*Subcláusula Segunda - Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão, ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados à exploração dos Aproveitamentos Hidrelétricos, **procedendo-se os levantamentos e as avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à Concessionária, observando os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.***

*Subcláusula Terceira - Por motivo de interesse público, mediante lei autorizativa específica, o Poder Concedente poderá promover a encampação dos bens e instalações, **após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados aos bens e instalações ainda não depreciados ou amortizados, apurados por auditoria da ANEEL.***

(...)

*Subcláusula oitava - O Poder Concedente poderá, ao declarar a caducidade da concessão, **indenizar as obras e serviços realizados**, observando-se o disposto no art. 45 da Lei n. 8.987/95.*

Nestes trechos do contrato é possível verificar que dever-se-ia observar “as datas de sua incorporação ao sistema elétrico”. Se há esta necessidade, pressupõe-se que os ativos poderiam ser imobilizados em diferentes datas, ao longo da concessão.

Ainda, evoca-se a lei **Lei n. 8.987/95**, a qual coloca-se a seguir:

Art. 45. Nas hipóteses de que tratam os arts. 43 e 44 desta Lei, o poder concedente indenizará as obras e serviços realizados somente no caso e com os recursos da nova licitação.

Parágrafo único. A licitação de que trata o caput deste artigo deverá, obrigatoriamente, levar em conta, para fins de avaliação, o estágio das obras paralisadas ou atrasadas, de modo a permitir a utilização do critério de julgamento estabelecido no inciso III do art. 15 desta Lei.

Porém, a passagem mais importante e polêmica desta lei, já que – sob a ótica de alguns pesquisadores setoriais, não foi cumprida pelo poder concedente – é:

*Art. 36. A reversão no advento do termo contratual far-se-á com a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, **que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.***

Assim, todos os ativos deveriam ser alvo de indenização, já que a lei previa que o fossem desde que “com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido”. Portanto, aqui, é fundamental distinguir o que é OPEX do que é CAPEX.

OPEX são custos operacionais. É quanto se espera que uma concessionária gaste com a Operação e Manutenção de sua usina ou de sua linha de transmissão. Já CAPEX refere-se aos valores imobilizados, investidos pela empresa. Exemplo: a manutenção preventiva de um transformador, com troca de óleo, limpeza, pintura, etc é um OPEX.

Já a substituição deste transformador por um novo é CAPEX, onde contabilmente baixa-se o transformador antigo (pelo preço residual, mesmo que não tenha sido totalmente depreciado) e imobiliza-se o transformador novo, pelo seu preço final instalado².

Considerando que, conforme verificado no contrato-exemplo da CESP, cláusula 11 subcláusula 3ª, seria necessária uma auditoria da ANEEL nas concessionárias para apurar-se os ativos reais a serem remunerados (ou seja, para validar de fato o que seria o CAPEX da concessão – leia-se “bens reversíveis”), poder-se-ia concluir que, independente da data de imobilização, caso fosse CAPEX e caso fosse validado por fiscalização da ANEEL, o valor deveria compor a indenização da concessionária. Ocorre que a ANEEL não realizou tais auditorias, tendo participado de todo o processo apenas sugerindo a metodologia de cálculo dos Custos Operacionais e definindo a vida útil residual dos ativos, por concessão (em percentual, e não em valor). Este percentual seria aplicado a um Valor Novo de Reposição – VNR dos ativos, a ser calculado pelo MME.

Conforme o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, as concessionárias são obrigadas a manter seu cadastro patrimonial atualizado:

As concessionárias e autorizadas de geração de energia elétrica a partir do aproveitamento do potencial hidráulico, em regime de produção independente, cujos bens são reversíveis, adotarão para fins de seus registros contábeis, as Diretrizes gerais e contábeis 6.1.1, 6.1.2 e 6.1.4, bem como o item 7.1 - Elenco de Contas, que constitui o Plano de Contas, e as naturezas de gastos constante da Instrução Contábil 6.3.27.16, naquilo que for aplicável à atividade de geração de energia elétrica.

As concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica, bem como as concessionárias e autorizadas de geração de energia elétrica, em regime de produção independente e autoprodutores, cujos bens são reversíveis, deverão manter permanentemente atualizados os cadastros e o controle da propriedade dos bens vinculados, nos termos das disposições estabelecidas pelo Órgão Regulador

Ainda, o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE (REN 367/2009) estabeleceu um envio trimestral de toda a listagem patrimonial à ANEEL (Relatório de Controle Patrimonial – RCP), que é auditado. Desta forma, haveria meios de se apurar o quantitativo atual de equipamentos das concessionárias, e não apenas aqueles referentes aos equipamentos originalmente previstos nos projetos básicos.

Portanto, pode-se dizer que o Poder Concedente, a despeito de todo o esforço feito pela ANEEL nos últimos três anos no sentido de criar, implantar e aprimorar o MCPSE, fez com que a importância deste Manual fosse diminuída pela 579. Afinal, a receita destas concessionárias não é variável direta de seu CAPEX (como ocorre com as distribuidoras), e se o RCP não serve como base para o cálculo dos bens reversíveis (indenizações), o que seria uma de suas principais finalidades, põe-se em cheque um controle tão complexo, com custos elevados de implantação e auditorias periódicas.

A respeito da segunda questão (“quanto vale o ativo?”) é importante separar: (i) o Valor Novo de Reposição – VNR; e (ii) a depreciação percentual.

² A esse respeito, o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (REN 396/2010) diz que “o custo de operação das usinas, linhas e subestação da Rede Básica, linhas, redes e subestações de distribuição, compreenderá os gastos efetuados pela concessionária e permissionária para operação e manutenção dos sistemas, de maneira que possibilite seu funcionamento ininterrupto e com a máxima segurança”. Tais custos são apropriados na conta 615. Já na conta 132 (Imobilizado), alvo das indenizações, diz que podem constar todas as Unidades de Ação e Retirada (UC / UAR), que deverão ser registradas individualmente.

O VNR foi calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, conforme prevê o art. 10 do Decreto nº 7.805/2012:

“Art. 10. Os estudos para definição do VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica serão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento a ser fornecido à ANEEL pela concessionária de geração.

§ 1º Os custos unitários utilizados nos estudos de que trata o caput serão obtidos a partir de banco de preços da EPE.

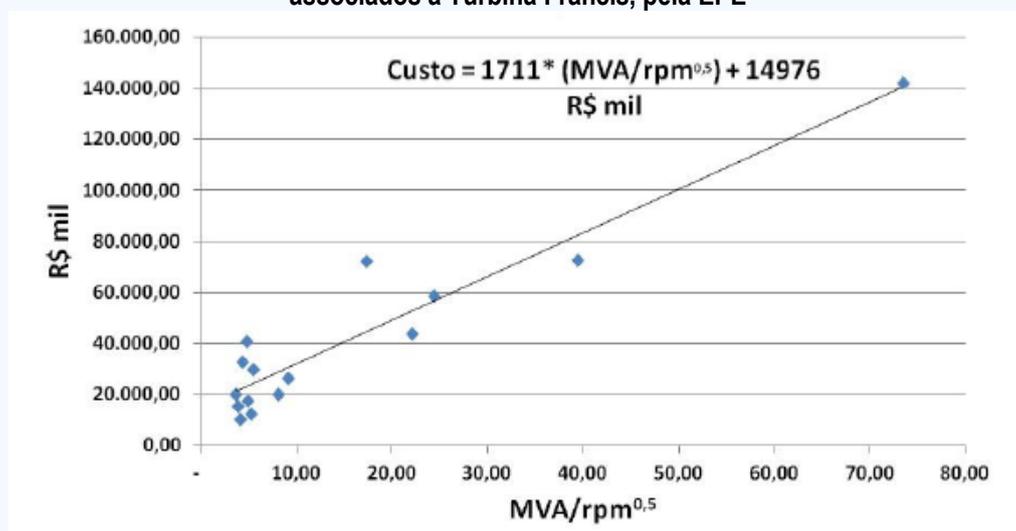
§ 2º Os projetos básicos dos empreendimentos de geração deverão ser protocolizados junto à ANEEL até 15 de outubro de 2012, observado o disposto no §5º do art. 15 da Medida Provisória nº 579, de 2012.

§ 3º No projeto básico do empreendimento devem constar os quantitativos de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, e serviços.”

Este estudo levou em conta alguns conceitos importantes para o cálculo do preço atual destes ativos. A EPE disponibilizou a metodologia para cálculo do VNR³ dos seguintes ativos:

- Conjunto Turbogenerador Francis
- Conjunto Turbogenerador Kaplan
- Comporta Tipo Ensecadeira
- Comporta Tipo Vagão
- Comporta Tipo Segmento de Superfície
- Grades
- Revestimento Metálico e Conduitos Forçados
- Pórtico Rolante
- Ponte Rolante

Figura 01: Exemplo de cálculo do custo médio de Geradores associados à Turbina Francis, pela EPE⁴



³ “Cálculo do Valor Novo de Reposição – VNR de Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica – Metodologia, Critérios e Premissas Básicas” publicado pela EPE (EPE-DEE-RE-092/2012-r1)

⁴ Considera as usinas de São Roque, Itaguaçu, Salto do Rio Verdinho, Salto, Ribeiro Gonçalves, Dardanelos, Garibaldi, Telêmaco Borba, Salto Pilão, Simplicio Queda Única, Mauá, Água Limpa, Foz do Chapecó, Campos Novos, Teles Pires e Belo Monte.

Apesar da metodologia ter sido apresentada, não foram divulgadas as memórias de cálculo, usina por usina. Ainda, não foram apresentadas as metodologias dos seguintes equipamentos:

- Equipamentos Elétricos Acessórios e Equipamentos Diversos (cita-se apenas que foram utilizados os percentuais equivalentes dos OPE originais em relação ao item "Turbinas e Geradores")
- Subestação e Sistema de Transmissão (cita-se apenas que as informações vieram da Base de Referência de Preços da ANEEL)

No caso das Obras Civis, foi informado que os orçamentos foram desenvolvidos com auxílio do Sistema para Elaboração de Orçamentos de Obras Civis de Usinas Hidrelétricas – SISORH, também sem demonstrar a memória de cálculo.

Entrando um pouco mais a fundo no conceito do VNR aplicado nas concessões de geração e distribuição, verificamos uma importante diferença do conceito aplicado nas distribuidoras de energia, onde há uma aproximação maior ao modelo do "Cost-Plus" já que usa como base o Banco de Preços da própria concessionária. Já o conceito do VNR aprovado para as geradoras e transmissoras corre para o lado do "Price-Cap", já que define valores-teto calculados com base em uma média de mercado estimulando os agentes menos "eficientes" (ou que compraram os ativos mais caros) a reduzirem seus custos (ou a comprar equipamentos mais baratos). A diferenciação destes modelos foi demonstrada no Volume II destes Cadernos Tarifários.

Ocorre que a metodologia aplicada para cálculo da média destes equipamentos pode não ter considerado a totalidade das variáveis que impactam no preço destes ativos. Por exemplo, a projeção dos custos de turbinas considera apenas 3 atributos do MCPSE ("tipo", "potência" e "rotação"). "Queda" e "Rendimento Máximo" não foram considerados como variáveis. Ainda, nas comportas, além do peso, foi utilizado como variável do MCPSE apenas o "tipo", deixando de considerar as variáveis "largura" e "altura". Por isso, pode-se questionar a linearidade da equação definida na Figura 01. Também pode ser levantado que, quanto maior a quantidade de unidades geradoras da usina, menor deveria ser o valor individual de cada uma (pela lógica do poder econômico de compra), o que não está sendo considerado no modelo.

Na verdade, todos estes pontos não se relacionam ao VNR, e sim ao que é chamado de "Valor de Fábrica" – VF. Não se deve confundir o conceito de VNR pelo conceito de VF. O VNR inclui VF, os componentes menores – COM (também chamados de "equipamentos acessórios"), os Custos Adicionais – CA (que são os valores de aplicação destes equipamentos) e os Juros sobre Obras em Andamento - JOA. As "Premissas Orçamentárias" do estudo da EPE traz os percentuais aplicados para a composição do total VNR, e os percentuais para cada atividade pode ser facilmente identificado neste estudo. Já os custos socioambientais foram calculados de forma individual, conforme projeto básico de cada usina, mas sem serem detalhados no documento publicado. No entanto, neste ponto, pode-se questionar que haja um percentual único de Custos Adicionais e de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) em obras de tão diferentes tamanhos e localidades. Como exemplo de obras atuais, pode-se dizer que, pelo modelo definido pela EPE, um gerador da hidrelétrica de Mauá (no Paraná) teria um valor de fábrica proporcionalmente (seguindo a projeção da Figura 1) similar ao gerador na usina de Belo Monte (no Pará). Assim, pela metodologia, para cálculo do VNR, aplica-se o mesmo percentuais de Transporte, Seguro, Montagem, Teste, Construção do Canteiro, BDI, etc para ambas as usinas – o que pode não ser real.

Até 14 de novembro de 2012 não havia sido divulgado no site do MME a metodologia de VNR das Transmissoras⁵.

⁵ http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque1/destaque_314.html

Com relação à “depreciação percentual”, o cálculo foi realizado pela ANEEL e submetido à EPE para aplicação do VNR calculado.

Figura 02: Exemplo de tabela encaminhada à EPE pela ANEEL⁶ com o cálculo dos percentuais depreciados por grupo de ativos, por concessionária.

2. Xingó

CLASSE	AGRUPAMENTO	dez-94	ago-97	dez-96	jul-96	out-95	mar-95	dez-94
		Ativo Inicial	UG 01	UG 02	UG 03	UG 04	UG 05	UG 06
1	GERADOR	55,05%	47,01%	49,02%	50,24%	52,48%	54,31%	55,05%
2	TURBINA	44,62%	36,58%	38,59%	39,81%	42,05%	43,88%	44,62%
3	RESERVATÓRIO, BARRAGEM E ADUTORA	38,12%	30,08%	32,09%	33,31%	35,55%	37,38%	38,12%
4	EDIFICAÇÕES E OBRAS CIVIS	63,45%	55,41%	57,42%	58,64%	60,88%	62,71%	63,45%
5	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS	63,45%	55,41%	57,42%	58,64%	60,88%	62,71%	63,45%
6	OUTROS SISTEMAS	80,63%	72,59%	74,60%	75,82%	78,06%	79,89%	80,63%
7	EQUIPAMENTOS DE CASA DE FORÇA	54,25%	46,21%	48,22%	49,44%	51,68%	53,51%	54,25%
8	EQUIPAMENTOS GERAIS	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
9	CONDUTO FORÇADO	52,45%	44,41%	46,42%	47,64%	49,88%	51,71%	52,45%
10	TRANSFORMAÇÃO (Subestação)	60,80%	52,76%	54,77%	55,99%	58,23%	60,06%	60,80%
11	CONEXÃO (Linha de Transmissão)	51,15%	43,11%	45,12%	46,34%	48,58%	50,41%	51,15%

Observa-se que o quadro é individual por concessionária (no exemplo, Xingó) e traz as datas de entrada em operação por Unidade Geradora – ou seja, não considera os ativos incrementais. Neste exemplo, a última entrada em operação considerada foi 1994. O cálculo do valor a ser indenizado, portanto, foi VNR (EPE) x % Depreciação (ANEEL).

Quando comparados os valores contábeis das concessionárias com aqueles calculados pela EPE, observa-se a seguinte variação:

Figura 03: Variação entre as informações contábeis e os valores de indenização, por Concessionária

■ Perdas de indenização			
Empresas	Ativo pré 2000	Capex manutenção	Total
Eletrobras	6.364	2.829	9.193
-Eletrosul	1.061	—	1.061
-Chesf	1.483	1.744	3.227
-Furnas	2.640	1.068	3.708
-Eletronorte	1.180	17	1.197
Cteep	3.091	—	3.091
Cesp	—	1.374	1.374
Cemig	732	181	913
Copel	285	60	345
Celesc	—	18	18
Outras	380	339	719
Total	10.853	4.801	15.654

Fonte: Valor Econômico, 13/11/2012

No gráfico acima, entende-se por “CAPEX Manutenção” os ativos incrementais citados anteriormente, que geraram a imobilização de uma Unidade de Cadastro.

⁶ Nota Técnica 338/2012-SRE/ANEEL.

1.2 A remuneração, via tarifa, de 2013 até o final da concessão

Como condição de renovação das concessões, as empresas geradoras e transmissoras foram informadas pelo Poder Concedente que deveriam aceitar as novas regras já com vigência a partir de 2013. Isso significaria uma renúncia de receitas entre 2013 e o final da concessão (2015 a 2017, dependendo do caso).

Desta forma, no cálculo da TIR do novo “negócio”, deve estar computada não só a nova receita proposta versus o custo de operação e manutenção (O&M) destas geradoras / transmissoras (como ponto central de viabilidade do negócio), como também deve ser considerado como “investimento inicial” este valor que era inicialmente previsto no fluxo de caixa destas empresas nos próximos 2 ou 4 anos e que teria que ser deixado de lado no caso da aceitação pela renovação da concessão. Somente esta renúncia de receitas, de acordo com as projeções do jornal Valor Econômico, chegaria a cerca de R\$32 bilhões.

Figura 04: Perdas de Receita entre 2013 e o término da Concessão original, caso as Concessionárias optem pela renovação nas regras atuais

■ Perdas de receita			
Empresas	Transmissão	Geração	Total
Eletrobras	9.784	10.396	20.179
-Eletrosul	1.349	—	1.349
-Chesf	2.026	7.339	9.364
-Furnas	4.418	3.017	7.435
-Eletronorte	1.991	40	2.031
Cteep	3.979	—	3.979
Cesp	—	3.886	3.886
Cemig	876	754	1.630
Copel	499	141	640
Celesc	—	44	44
Outras	856	783	1.639
Total	15.994	16.003	31.997

Fonte: Valor Econômico, 13/11/2012

Cumprido ressaltar que o fato da concessionária não aceitar renovar sua concessão não a impede de receber o valor indenizatório proposto neste primeiro momento; a diferença seria que, no lugar de receber agora, as empresas receberiam estes valores apenas no ano vincendo de sua concessão, atualizado monetariamente e depreciado conforme as taxas vigentes.

Desta forma, a proposta feita pelo Poder Concedente para o próximo ciclo de concessão (30 anos) deveria ser interessante o suficiente para as empresas compensarem esta perda de receita nos próximos 2 ou 4 anos. Por este motivo, a Associação de Investidores no Mercado de Capitais (Amec) enviou carta para secretário-executivo do MME, Márcio Zimmermann, que também preside o conselho de administração da Eletrobras, bem como para os conselheiros do Grupo, lembrando que pela Lei das S.A. os deveres e responsabilidades dos administradores de companhias de economia mista são os mesmos dos administradores de companhias abertas.

Na carta, a Amec alerta que "não se pode admitir, com a devida licença, que o interesse público que justificou e autorizou a criação de uma sociedade de economia mista seja, posteriormente, transformado em interesse social como forma de justificar a prática por parte de sua administração de atos contrários ao interesse econômico da companhia" ⁷.

⁷ <http://oglobo.globo.com/blogs/sociedadeanonima/posts/2012/11/02/tunga-oficial-canetada-chavismo-planaltino-473212.asp>

1.3 A remuneração, via tarifa, do período de renovação da concessão

A proposição do poder concedente é que, para operar as usinas e linhas já amortizadas⁸, os concessionários ganhem um valor de Operação e Manutenção (O&M) acrescidos de uma margem de lucro de cerca de 10%.

As Notas Técnicas 383/2012-SRE/ANEEL e 385/2012-SRE/ANEEL tratam, respectivamente, do cálculo dos custos de O&M para as Transmissoras e para as Geradoras.

Em linhas gerais, sugere-se à União dois modelos distintos de se calcular quais seriam os custos “ótimos” de cada concessão, considerando a eficiência dos demais *players*.

A proposta para Transmissão

O modelo com “Retornos Constantes” assume que todas as “deseconomias de escala presentes no segmento de transmissão são compensadas pelos ganhos de escopo decorrentes da atuação em mais de um segmento”. Já o modelo com “Retornos Crescentes de Escala” assume que “não há ganhos de escopo em função da atuação em mais de um segmento”.

Quando comparamos os resultados de “eficiência” calculados pelos diferentes modelos, verificamos que a CTEEP é benchmarking em ambos. Para as demais, verifica-se uma grande variação nos resultados. Já as empresas do Grupo Eletrobras estão entre as menos eficientes, em ambos os modelos.

Tabela 01: Comparativo entre os modelos propostos para cálculo de O&M das Transmissoras

Empresa	Retornos Crescentes	Retornos Constantes
CEEE	76%	58%
CEMIG	96%	61%
CHESF	37%	37%
COPEL	83%	46%
CTEEP	96%	96%
ELETRONORTE	33%	27%
ELETROSUL	47%	39%
FURNAS	39%	39%

Tomando como base os “Retornos Constantes”, houve ainda um cálculo considerando o fator “qualidade” das concessionárias. Assim, a ANEEL, na referida Nota Técnica, calculou quais seriam os valores, por Concessionária, considerando a data-base de outubro de 2012.

Tabela 02: Projeção dos Custos Operacionais das Transmissoras – Retornos Constantes

Empresa	Custo Oper. Base (em R\$ k)	Eficiência	Ajuste para Qualidade	Eficiência Final	Custo Oper. Finais (em R\$ k)
CEEE	205.072	58,3%	19,0%	77,3%	158.562
CEMIG	146.993	61,5%	29,0%	90,5%	133.027
CHESF	832.733	36,7%	19,0%	55,7%	463.563
COPEL	123.006	45,5%	39,0%	84,5%	103.972
CTEEP	342.013	96,0%	39,0%	135,0%	461.784
ELETRONORTE	541.276	26,7%	19,0%	45,7%	247.408
ELETROSUL	379.114	46,9%	49,0%	95,9%	363.707
FURNAS	1.144.478	39,0%	10,0%	49,3%	564.044

A estes valores foram somados encargos e outros itens (acréscimo de 11,7%), o que resultou nos seguintes valores finais publicados pela Portaria MME 579/2012:

⁸ Lembrando que, mesmo aquelas que possuem ativos não totalmente depreciados, serão indenizadas em 2013; desta forma, considera-se que todos os investimentos destas concessões já estão 100% amortizados.

Tabela 03: Portaria MME 579/2012 – RAP Transmissoras

Contrato	Empresa	Custo Oper. Finais (em R\$ k)
063/2001-ANEEL	CELG	16.469
006/1997-DNAEE	CEMIG	148.536
058/2001-ANEEL	ELETRONORTE	276.252
059/2001-ANEEL	CTEEP	515.621
055/2001-ANEEL	CEEE	177.048
061/2001-ANEEL	CHESF	517.607
060/2001-ANEEL	COPEL	116.094
057/2001-ANEEL	ELETROSUL	406.109
062/2001-ANEEL	FURNAS	629.803

A proposta para Geração

Define-se uma “função custo” para calcular quais seriam os custos operacionais das geradoras. O estudo leva em consideração os dados reais das empresas de geração, criando variáveis para definir uma função evolutiva destes custos conforme determinados produtos pré-estabelecidos. Por exemplo, considera-se como um destes “produtos” (ou uma das “variáveis”) a potência instalada. Assim, quanto maior a capacidade instalada da usina, maior seriam seus custos operacionais.

Assim, este seria um problema de pesquisa operacional considerando “n” variáveis, como por exemplo custos ambientais, controle da cheia, administração da área de proteção permanente, etc.

A Nota Técnica 385/2012-SRE/ANEEL cita, sem detalhar, a metodologia aplicada. Desta forma, é possível verificar os resultados alcançados, não sendo possível verificar a aderência dos cálculos.

No entanto, deve-se considerar que a complexidade de operação é também variável direta da localidade da usina, sendo portanto indispensável que sejam estas divididas por clusters ou mesmo por regiões geográficas, sob pena de se criar uma distorção a todo o modelo. Ainda, usinas altamente automatizadas e que cujo investimento em automação não foi reconhecido pela metodologia de cálculo da indenização realizada pela EPE não poderiam ter seus custos considerados no modelo. Isso porque, justamente pelo fato destes ativos não terem sido indenizados (e por isso não compõem a listagem de reversibilidade dos bens), seria esta uma parcela de eficiência da concessionária, que deveria ser remunerada pelo custo médio de usinas não-automatizadas, absorvendo este ganho para, minimamente, compensar seu investimento.

2. A RGR

A Reserva Global de Reversão – RGR é o fundo de onde sairá o montante para pagamento das indenizações. Forma-se por meio de um encargo tarifário embutido nas tarifas reguladas do setor elétrico, portanto, o ônus recai sobre os consumidores. Quando foi criado, o encargo se destinava somente a suportar possíveis reversões de ativos não amortizados do setor elétrico quando do vencimento do prazo contratual das concessões. Ao longo dos anos, por lei, inseriram-se outros objetos para a destinação dos recursos desse encargo. Atualmente, financia-se, inclusive, por meio de empréstimos a custo de 5% ao ano, a expansão do setor elétrico.

Até agosto de 2012, contava-se com cerca de R\$20 bilhões no RGR. Desta forma, seria este exatamente o montante a ser pago às concessionárias alvo do presente estudo, conforme tabela a seguir.

Tabela 03: Somatório das Indenizações Calculadas⁹

Ilha Solteira	21.886.060,00
Xingó	2.925.318.050,00
Paulo Afonso IV	360.472.600,00
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.687.105.590,00
Marimbondo	64.368.040,00
Três Irmãos	985.691.850,00
Apolônio Sales (Moxotó)	84.612.540,00
Corumbá I	666.571.570,00
Boa Esperança (Castelo Branco)	72.783.280,00
Coaracy Nunes	35.492.480,00
Antas I (Pedro Afonso Junqueira)	27.187.360,00
Ervália	26.407.480,00
Coronel Domiciano	20.421.790,00
Pery	98.493.980,00
Cachoeira do Lavrinha	854.080,00
Total Geração	7.077.666.750,00

CEEE	661.085.854,71
CELG	98.740.514,73
CEMIG	285.438.044,29
CHESF	1.587.160.434,07
COPEL	893.922.937,78
CTEEP	2.891.290.828,50
ELETRONORTE	1.682.267.636,86
ELETROSUL	1.985.568.720,82
FURNAS	2.878.027.799,89
Total Transmissão	12.963.502.771,65

Total Geração + Transmissão	20.041.169.521,65
------------------------------------	--------------------------

A conta, portanto, fecharia com perfeição, não havendo margem para o pagamento de indenizações superiores ao montante disponível no caixa da RGR. Ocorre que fiscalização realizada pelo TCU indicou que o saldo deveria ser maior, conforme **Relatório TC 028.289/2011-0**¹⁰

118. (...) no ano de 2010, o saldo devedor de todas as concessionárias que receberam recursos da RGR era de \$6,3 bilhões, dos quais R\$ 1,1 bilhão vem sendo recorrentemente renegociado, o que representa 18% do saldo devedor total. Essas renegociações perduram há mais de cinco anos, sem que haja, de fato, amortização. Isso significa que 18% do total do saldo devedor da RGR está sendo sistematicamente renegociado sem que se registre o risco de inadimplência, ou seja, a RGR está sujeita a riscos não avaliados ou publicamente expostos.

(...)

136. As grandezas informadas pela Aneel no TC 028.862/2010-4 referem-se a valores históricos associados às concessões que vencem a partir de 2015. O valor atualizado dos ativos para fins de reversão ainda não é conhecido, porém, o MME solicitou à Aneel que realizasse levantamento desses ativos. Assim, ainda não é possível precisar se o saldo de R\$ 17,5 bilhões (dez/2010) é suficiente para cobrir a totalidade dos ativos indenizáveis dos segmentos de geração, distribuição e transmissão.

⁹ Portaria MME 580/2012

¹⁰ http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/noticias_arquivos/028.289-2011-0%20RGR.pdf

(...)

151. Com o intuito de mensurar o impacto para a RGR do acordo firmado entre a União e a Eletrobras em 1998, foram traçados dois cenários, ambos conservadores: 1) atualizou-se o montante de R\$ 8,2 bilhões de 1998 a 2010 pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA); e 2) atualizou-se o montante de R\$ 8,2 bilhões de outubro de 1998 a dezembro de 2010 aplicando-se a taxa de juros de 5% ao ano, como estipulado pelo art. 29 do Decreto 774/1993.

152. No primeiro cenário, ao se atualizar os R\$ 8,2 bilhões pelo IPCA, totaliza-se R\$ 18 bilhões. Considerando que o saldo da RGR em dezembro de 2010 alcançou a monta de R\$ 17,5 bilhões, nesse cenário, caso o recurso tivesse retornado para a RGR, seu saldo em 2010 seria de R\$ 35,5 bilhões.

153. No segundo cenário, ao se atualizar o valor de R\$ 8,2 bilhões a juros simples de 5% ao ano (que é o percentual que a lei exige que Eletrobras remunere a RGR), no mesmo período, totaliza-se R\$ 13,6 bilhões. Considerando que o saldo da RGR em dezembro de 2010 alcançou a monta de R\$ 17,5 bilhões, caso o recurso tivesse retornado para a RGR, seu saldo em 2010 seria de R\$ 31,1 bilhões.

154. A propósito, registra-se que a Coordenação Geral de Gerenciamento de Fundos e Operações Fiscais da Secretaria do Tesouro Nacional está conduzindo estudo (peça 37) sobre riscos de passivos oriundos de possível incapacidade de cobertura, pelos recursos da RGR, das indenizações devidas por ocasião das reversões das concessões de energia em 2015.

(...)

156. Visando a promoção da transparência e contribuir com as discussões sobre a RGR desenvolvidas no Congresso Nacional, entende-se pertinente dar ciência à Comissão de Minas e Energia e à Comissão Finanças e Tributação da Câmara dos Deputados uma vez que em tais comissões tramita o Projeto de Lei 3.173/2012 (propõe a extinção da RGR em 2012), bem como à Comissão de Assuntos Econômicos e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, onde tramita o Projeto de Lei do Senado 355/2011 (propõe afastar da Eletrobras a gestão da RGR), que várias alterações legislativas efetuadas nos últimos quinze anos resultaram em usos dos recursos da Reserva Global de Reversão em aplicações que se afastaram do propósito de constituição de um fundo para pagamento de indenizações em eventuais processos de reversão de concessões, pois representaram reduções significativas no saldo da reserva, tais como: a) no período de 1996 a 2001, foram realizadas despesas da ordem de R\$ 708 milhões na aquisição de ações de concessionárias estaduais em vias de privatização; b) no ano de 1998 o saldo da RGR foi praticamente zerado face ao contrato de cessão de direitos (CT-425/TN/1998) firmado entre a Secretaria do Tesouro Nacional (STN) e a Eletrobras, com duração até 2023, de modo que o saldo da RGR, que era de R\$ 8,2 bilhões, findou 1998 com apenas R\$ 176 milhões; c) no período de 2002 a 2004, foi destinado R\$ 1 bilhão para subsidiar a tarifa social; d) no período de 2007 a 2010, foram destinados R\$ 2,6 bilhões para o Programa Luz para Todos.

Desta forma, há ainda a possibilidade da RGR contar com recursos adicionais, o que poderia indenizar as concessionárias em valores maiores que os inicialmente divulgados, caso haja questionamento da metodologia de cálculo. Ressalta-se que, confirmados os saldos a maior da RGR, as tarifas ao consumidor final não seriam afetadas, já que refere-se a suportas obrigações já passadas. Lembrando que a RGR foi um dos encargos extintos pela 579.

3. Impactos Indiretos

É preciso considerar ainda os impactos indiretos – e nem sempre desejáveis – da redução da tarifa. Um deles refere-se ao investimento em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, variável direta da Receita Operacional Líquida – ROL das concessionárias:

Tabela 04: Percentuais a serem aplicados em P&D (em percentual da ROL)

Segmento	Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 21/01/2010 a 31/12/2015				A partir de 1º/01/2016			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,2	0,5	0,2	0,1	0,3	0,25	0,3	0,15
G	0,4		0,4	0,2	0,4		0,4	0,2
T	0,4		0,4	0,2	0,4		0,4	0,2

Apesar da ROL **não considerar** os encargos, ela considera os valores referentes à Geração e à Transmissão. Desta forma, se considerarmos que haverá uma redução de 12,7%¹¹ no valor de Geração e Transmissão, e se considerarmos que estes, somados, atualmente, representam respectivamente 63,68% da tarifa (já descontados os encargos do total)¹², podemos concluir que haveria um impacto negativo de $(63,68\% * 12,70\%) = 8,09\%$ sobre o valor atualmente gasto em P&D pelas distribuidoras, além da redução em Geração e Transmissão proporcional à redução destas.

Ainda, conforme amplamente divulgado, os estados temem pela redução da arrecadação do ICMS. No entanto, compete ressaltar que um mínimo de participação dos estados era esperada na desoneração tributária da energia, o que não ocorreu – sendo esta redução na arrecadação reflexo apenas da redução da tarifa por outras razões. A perda de arrecadação projetada para São Paulo será de R\$ 1,2 bilhão, a de Minas R\$ 500 milhões e a do Paraná de aproximadamente R\$ 500 milhões. Em todo o Brasil, o valor chegará a R\$5,5 bilhões ao ano¹³.

4. Conclusão

Sem um retorno razoável não há interesse pelo investimento. A manutenção das usinas também estará em risco, o que compromete a segurança energética de todo o sistema. O processo de redução tarifária é válido, mas deve ser gradual, e não em choque.

A energia do Brasil é cara, sobretudo, pelos impostos; no entanto, não houve redução de PIS/COFINS, tampouco de ICMS – ou seja, por enquanto, quem está pagando a conta são as concessionárias, que ainda poderiam ter seus ativos incrementais reconhecidos caso a RGR estivesse com todos os recursos arrecadados em caixa, conforme relatório do TCU. Por isso, questiona-se o que será feito com os ativos não indenizados. Exemplo: se uma usina passou por um processo de automação para telecomando, e se estes ativos não foram considerados como passíveis de indenização, poderia a empresa detentora da atual concessão retirar tais equipamentos da geradora antes de devolver a concessão à União?

A metodologia (tanto de cálculo do VNR quanto de cálculo dos valores de O&M) deve ser submetida à Audiência Pública para esclarecimentos adicionais e participação dos agentes. E, por fim, cumpre lembrar que as distribuidoras de energia já passam por processos de Revisão Tarifária a cada 4 anos. Sua contribuição na redução das tarifas, portanto, tem ocorrido sistematicamente ao longo dos últimos 12 anos e, por isso, não se pode considerar que elas ficaram de fora do processo de reducional.

¹¹ http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2012/Perguntas_e_respostas_-_Concessoes_10_09_12_final.pdf

¹² Volume I dos Cadernos Tarifários LMDM

¹³ Canal Energia. 13/11/2012



A LMDM é uma empresa de consultoria especializada em serviços regulatórios, dentre eles a Regulação Tarifária de concessionários. Sua experiência compreende a Gestão de Ativos, Contabilidade Regulatória, Revisão Tarifária e gestão de riscos do setor, regulados pelo MCPSE, MCSE e PRORET. Nossos profissionais especializados possuem experiência de mais de 10 anos na área e prestam serviços à ANEEL, desde 2005, em serviços de fiscalização e consultoria técnico-regulatória, tendo participado da definição tarifária de mais de 30 concessionárias em todo o Brasil ao longo dos ciclos tarifários. Assessora ainda diversos concessionários em temas e projetos regulatórios específicos, destacando-se a Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL e a Brookfield Energia Renovável. A LMDM também atua no Setor de Saneamento Básico, ajudando agências reguladoras estaduais e concessionárias de saneamento na definição de suas tarifas.