



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Uma Nova Metodologia para a Qualidade na Empresa de Referência

José Angelo Paccola	Sergio Valdir Bajay	Julio César F. Sales
NIPE/ UNICAMP	NIPE/ UNICAMP	CPFL
japaccola@terra.com.br	bajay@fem.unicamp.br	juliosales@cpfl.com.br
Herculano Xavier da Silva Junior	Nelson Simão	Alvaro A. Furtado Leite
NIPE/ UNICAMP	NIPE	NIPE
herculano@fem.unicamp.br	nelsonsimao@uol.com.br	alvaro@cenergel.com.br

Palavras-chave

- Palavra 1 – Ativos de Referência
- Palavra 2 – Empresa de Referência
- Palavra 3 – Custos Operacionais
- Palavra 4 – Indicador de Qualidade
- Palavra 5 – Revisão Tarifária

Resumo

Este artigo apresenta parte dos resultados desenvolvido durante o período de outubro/2006 a novembro/2007 do projeto de P&D CPFL PD209 fase II. Utilizando o conceito de “empresa de referência”, o trabalho apresenta uma metodologia com uma nova abordagem, que é ancorada nos conceitos de “ativos de referência”, e “qualidade de referência”. Essa metodologia permite não só simplificar a complexa e ineficiente estrutura de cálculo hoje empregada na empresa de referência, como, também possibilita: (i) analisar “*trade-offs*” entre melhorias nos procedimentos operacionais e, sobretudo, de manutenção, com relação a postergações de novos investimentos; (ii) premiar, no estabelecimento dos custos de O&M aceitos pelo regulador, concessionárias que apresentam melhores indicadores de qualidade dos seus serviços; e (iii) promover ganhos de eficiência na aplicação de novas tecnologias de ativos e de operação e manutenção. Os ativos de referência serão aqueles necessários à manutenção ou melhoria das metas de qualidade dos serviços prestados, independente do fato de estarem totalmente depreciados, uma vez que a concessionária pode optar pela ampliação de manutenção preventiva ou corretiva que estenda a vida útil dos equipamentos. Do ponto de vista da regulação, o que importa é a qualidade dos serviços prestados e a modicidade tarifária compatível com estes serviços.

1. Introdução

O modelo de cálculo atual estabelecido para a Empresa de Referência nas planilhas de O&M, durante a revisão tarifária, necessita de muitos parâmetros da empresa real, que nem sempre acabam refletindo as suas necessidades. Fica muito difícil e trabalhoso se analisar item por item das diversas planilhas de cálculos verificando os custos da empresa real.

Na análise crítica feita ao longo do texto, das planilhas utilizadas para as revisões tarifárias, encontraram-se vários parâmetros que não foram considerados. Parâmetros, como, por exemplo, de qualidade, nível tecnológico de padrões de redes, atividades executadas pelas concessionárias não consideradas, atividades para padrões de rede diferentes dos padrões praticados por concessionárias nacionais.

A metodologia atual da ER produz inconsistências que podem ser ilustradas ao analisar o peso da alocação dos custos de estrutura central em relação ao total de custos da ER disponibilizadas na primeira revisão tarifária. Essa participação mostra peso fortemente crescente à medida que diminui o porte da empresa, chegando, em alguns casos, a representar mais da metade dos custos da ER.

A estrutura central, por ser uma atividade cujos custos não estão diretamente relacionados com a atividade principal da empresa (distribuição de energia elétrica), não deveria integrar a metodologia da ER com o mesmo nível de detalhamento das atividades de O&M e Comercialização.

No estágio atual das tecnologias de gestão e comunicação, essas atividades estão cada vez mais diluídas no conjunto da estrutura geral da empresa, tornando inviável a quantificação rígida a partir da consideração de órgãos, como componentes da estrutura organizacional.

Nessas circunstâncias, seria mais sensato que fosse considerado, respeitando a complexidade e a diversidade das corporações, um limite percentual para os custos da estrutura central, tomando como base os custos que efetivamente podem e devem ser monitorados, que são O&M e comercialização. Tal percentual deveria considerar as diferenças de porte de cada empresa.

Com base nestas hipóteses, desenvolveu-se uma metodologia alternativa para a “Empresa de Referência” mais simples, porém, não menos embasada em conceitos técnico-econômicos consistentes.

Objetivos

- Compor os ativos da Empresa de Referência: Definição de ativos de referência compatíveis com a metodologia da empresa de referência, que permitam o atendimento da expansão de mercado e a manutenção ou melhoria do nível de qualidade do serviço prestado. Estes ativos manterão relação com os outros parâmetros já definidos na metodologia da empresa de referência utilizada pela ANEEL. Os ativos de referência serão aqueles necessários à manutenção ou melhoria das metas de qualidade dos serviços prestados, independente do fato de estarem totalmente depreciados, uma vez que a concessionária pode optar pela ampliação de manutenção preventiva ou corretiva que estenda a vida útil dos equipamentos. Do ponto de vista da regulação, o que importa é a qualidade dos serviços prestados e uma modicidade tarifária compatível com estes serviços.
- Estabelecer metas de referência para os níveis de qualidade e os correspondentes custos operacionais, definidos a partir da metodologia de empresa de referência. Assim, na composição dos custos operacionais eficientes por concessionária serão considerados os níveis de qualidade dos serviços esperados, que são critérios regulatórios já estabelecidos nos contratos de concessão das concessionárias de distribuição. Os indicadores de qualidade, com suas metas e custos, servirão de ferramentas para a definição de investimentos na rede de distribuição, visando se atingir um maior nível de qualidade no fornecimento de energia.

2. Metodologia

Utilizando o conceito de “empresa de referência”, esta metodologia apresenta uma nova abordagem, que é ancorada nos conceitos de “ativos de referência”, “qualidade de referência” e “planejamento de referência”, que permite não só simplificar a complexa e ineficiente estrutura de cálculo hoje empregada, como, também possibilita: (i) analisar “*trade-offs*” entre melhorias nos procedimentos operacionais e, sobretudo, de manutenção, com relação a postergações de novos investimentos; (ii) premiar, no estabelecimento dos custos de O&M aceitos pelo regulador, concessionárias que apresentam melhores indicadores de qualidade dos seus serviços; e (iii) promover ganhos de eficiência na aplicação de novas tecnologias de ativos e de operação e manutenção.

Metodologia de Definição dos Ativos de Referência

Quando o regulador optou por utilizar a metodologia da ER não considerou características próprias dos ativos para o funcionamento da empresa real. Considerando essas características associada a qualidade estabeleceu-se os Ativos de Referência – AR: Definem-se os Ativos de Referência – AR. Os ativos de referência são montados com base nos ativos existentes disponibilizados pela empresa.

Os AR's são divididos em módulos, com base no porte dos ativos e nas características de cada empresa, definida por indicadores, como, por exemplo:

- ✓ Capacidade total, em kVA, das SE's;
 - ✓ Número de SE's;
 - ✓ kVA de SE's/número de SE's; essa relação determina a capacidade média em kVA por subestação;
 - ✓ Extensão de linhas aéreas (km) de tensão;
 - ✓ Extensão de linhas aéreas (km) de tensão/SE's; essa relação determina a extensão média de linhas aéreas por subestação;
 - ✓ Extensão das linhas de MT, em km;
 - ✓ Extensão das linhas de MT, em km/SE; essa relação determina a extensão média de linhas MT por subestação.
 - ✓ Capacidade total, em kVA, dos transformadores MT/BT Instalados;
 - ✓ Número de transformadores MT/BT
 - ✓ A razão entre kVA's instalados de transformadores MT/BT e o número de transformadores MT/BT, que determina a capacidade média em kVA por transformador MT/BT instalado;
 - ✓ Extensão de rede de BT em km;
 - ✓ A razão entre a extensão da rede BT, em metros, pelo número de transformadores MT/BT, que determina a extensão de rede de BT por transformador;
 - ✓ A razão entre o número de consumidores e o número de transformadores MT/BT instalados, que determina o número de consumidores por transformador, possibilitado calcular a expansão dos ramais de serviço e medidores;
 - ✓ A razão entre a extensão da rede BT, em metros, pelo vão da rede secundária, que determina o número de postes, possibilitando o cálculo da expansão dos pontos de IP.
- Para cada módulo do AR, define-se o seu custo modular, em R\$;
 - Para cada módulo atribui-se uma quantidade de ativo baseado na empresa real. Por exemplo, para o AR “Transformadores MT/BT”, módulo 15kVA, utiliza-se, como dado de entrada, a quantidade real deste AR/módulo que a empresa possui;
 - Com a quantidade de cada AR/módulo real da empresa, define-se o valor do AR total da empresa no modelo;
 - Com os AR's calculados, torna-se possível a sua comparação com os custos reais das empresas, utilizando-se, para isso, a base de remuneração bruta da empresa real.

Relação dos AR's Modelados

Os módulos dos Ativos de Referência são montados com base em padrões estabelecidos que reflitam as características próprias da empresa real.

Os ativos que melhor representam uma empresa de distribuição de energia elétrica e, utilizados para compor os AR's, são os seguintes:

- Linhas de transmissão;

- Subestações;
- Rede Primária;
- Transformadores (MT/BT);
- Rede Secundária;
- Iluminação Pública;
- Ramais de Serviço;
- Medidores.

Tratamento Probabilístico dos AR's modelados

O software @Risk, que possui como premissa o método probabilístico de Monte Carlo, é utilizado como auxílio na montagem dos AR's por faixa de valores. É escolhido como parâmetro de entrada dos módulos dos ativos de referência o método de distribuição “curva triangular” (*Inputs*), que consiste no fornecimento dos valores de mínimo, mais provável e máximo de cada módulo. Deste modo, multiplicam-se as quantidades de cada módulo do AR pelos seus respectivos custos modulares, da “curva triangular”, que são programados como sendo as saídas do sistema (*outputs*). Os resultados de cada módulo do AR são somados e simulados resultando em uma faixa de valor que representa o AR total e que pode ser comparado com a Base de Remuneração Bruta da empresa real.

Qualidade

De posse dos resultados da primeira revisão tarifária, analisam-se os dados de Base de Remuneração Bruta – BRB, Base de Remuneração Líquida - BRL, Custo Operacional – COP, gerados pelo modelo ANEEL de empresa de referência; e os indicadores DEC e FEC de 2005.

A partir desses valores, são montados, por empresa, os seguintes indicadores:

- BRL/BRB. Esta relação fornece a porcentagem de ativos que já estão depreciados, ou seja, quanto menor for o indicador, mais depreciados então os ativos;
- COP/BRB = ICOP (Índice de Custo Operacional). Este quociente fornece a porcentagem do custo dos ativos que foi disponibilizado para a manutenção e operação de seus ativos;
- Criou-se um Índice de Qualidade da Empresa – IQE, calculado a partir dos indicadores de qualidade DEC e FEC da empresa real. Pode-se adotar, por exemplo, a equação (1):

$$IQE = \frac{1}{(70\% * DEC + 30\% * FEC)} \quad (1)$$

- Agrupa-se as empresas por BRB em 4 grupos:
 - GRUPO 1, BRB até 50 milhões;
 - GRUPO 2, BRB entre 50 e 1.000 milhões;
 - GRUPO 3, BRB entre 1.000 e 2.000 milhões, e;
 - GRUPO 4, BRB acima de 2.000 milhões.
- Para cada um dos 4 grupos, estabelece-se:
 - O indicador médio de qualidade do grupo – IQR, através do cálculo da mediana dos IQE's das empresas que o compõem;
 - Índice de custo operacional de referencia – ICOP_R, calculado pela mediana dos ICOP's de cada empresa do grupo.
 - Tendo o IQR como referência, estabelece-se um “Índice de Qualidade Inferior – IQI” e um “Índice de Qualidade Superior – IQS”. Estes índices resultam em uma “penalidade” sobre o ICOP_R, chamada de IQI, e uma “premiação” sobre o ICOP_R, chamada de IQS;
 - Quando o IQE da empresa for menor que o IQR, adota-se o IQI, que penaliza a empresa através de um Limite Inferior de Penalização – LIP, de, por exemplo, 10%, ficando ela, neste caso, com direito a 90% do ICOP_R do grupo;
 - Adota-se um “Índice de Qualidade Mínimo” IQR_{min} que representa o limite máximo de penalização dos IQE de cada grupo. Por exemplo, o IQR_{min} pode ser o IQE do grupo de percentil de 75%.
 - A aplicação da fórmula abaixo resulta no IQI da empresa, limitado a 100%-LIP%. A condição para aplicação da equação (2) dever ser sempre: IQR > IQE > IQR_{min}:

$$IQI = 100\% - (IQR - IQE)X\left(\frac{LIP\%}{IQR - IQR_{min}}\right) \quad (2)$$

- No caso do $IQE \leq IQR_{\min}$, a empresa recebe $(100\% - LIP\%)$ do $ICOP_R$. Por exemplo, para $LIP\%$ de 10% a empresa recebe 90% do $ICOP_R$.
- No caso do $IQE = IQR$, a empresa recebe o próprio $ICOP_R$.
- Adota-se um “Índice de Qualidade Máximo”, IQR_{\max} , que representa o limite máximo para premiação dos IQE de cada grupo. Por exemplo, o IQR_{\max} pode ser o IQE do grupo de percentil de 25%.
- Quando o IQE da empresa for maior que o IQR, adota-se o IQS. Neste caso, a empresa é premiada em um Limite Superior de Premiação – $LSP\%$, de, por exemplo, 10%, ficando ela, neste caso, com direito a 110% do $ICOP_R$ do grupo;
- A aplicação da fórmula abaixo resulta no IQS da empresa, limitado a $(100\% + LSP\%)$. A condição para aplicação da equação (3) deve ser sempre: $IQR_{\max} > IQE > IQR$:

$$IQS = 100\% + (IQE - IQR)X\left(\frac{LSP\%}{IQR_{\max} - IQR}\right) \quad (3)$$

- No caso do $IQE \geq IQR_{\max}$, a empresa recebe $(100\% + LSP\%)$ do $ICOP_R$. Por exemplo, para $LSP\%$ de 10% a empresa recebe 110% do $ICOP_R$.
- No caso do $IQE = IQR$, a empresa recebe o próprio $ICOP_R$;
- Para as empresas com $IQE < IQR$, não se aplica a penalidade no primeiro ciclo de revisão tarifária em que o modelo for utilizado; portanto a empresa recebe 100% do $ICOP_R$. Estabelece-se, então, uma meta de IQE, que deverá ser cumprida até o próximo ciclo de revisão; se a empresa cumprir a meta estabelece-se novas metas para os ciclos subsequentes até atingir o IQR. Se a empresa não cumprir a meta, aplica-se a penalidade e estabelece-se uma nova meta.

O estabelecimento dos indicadores de qualidade está vinculado aos ativos de referência que necessitam de parâmetros que determinam as características da empresa real, como a lista de indicadores apresentados no início deste texto, para o estabelecimento da qualidade.

3. Resultados das Simulações com o Modelo Proposto

Ativos de Referência

As simulações executadas com os dados de ativos e respectivos custos de uma única empresa apresentaram os seguintes resultados:

Por exemplo, Ativos de Referência e custos modulares com 90% de certeza (aplicação do software @Risk):

- Linhas de transmissão; R\$ por km; R\$ 179.930,50 a R\$ 196.488,90;
- Subestações; R\$ por SE: R\$5.055.700,00 a R\$ 5.415.600,00;
- Rede Primária; R\$ por km: R\$ 28.667,80 a R\$ 31.755,60;
- Transformadores (MT/BT); R\$ por trafo: R\$ 4.662,10 a R\$ 5.203,40;
- Rede Secundária; R\$ por km: R\$ 20.104,20 a R\$ 24.006,60;
- Iluminação Pública; R\$ por ponto: R\$249,67 a R\$ 277,69;
- Ramais de Serviço; R\$ por consumidor: R\$67,40 a R\$ 77,78;
- Medidores; R\$ por consumidor: R\$ 174,24 a R\$ 191,02.

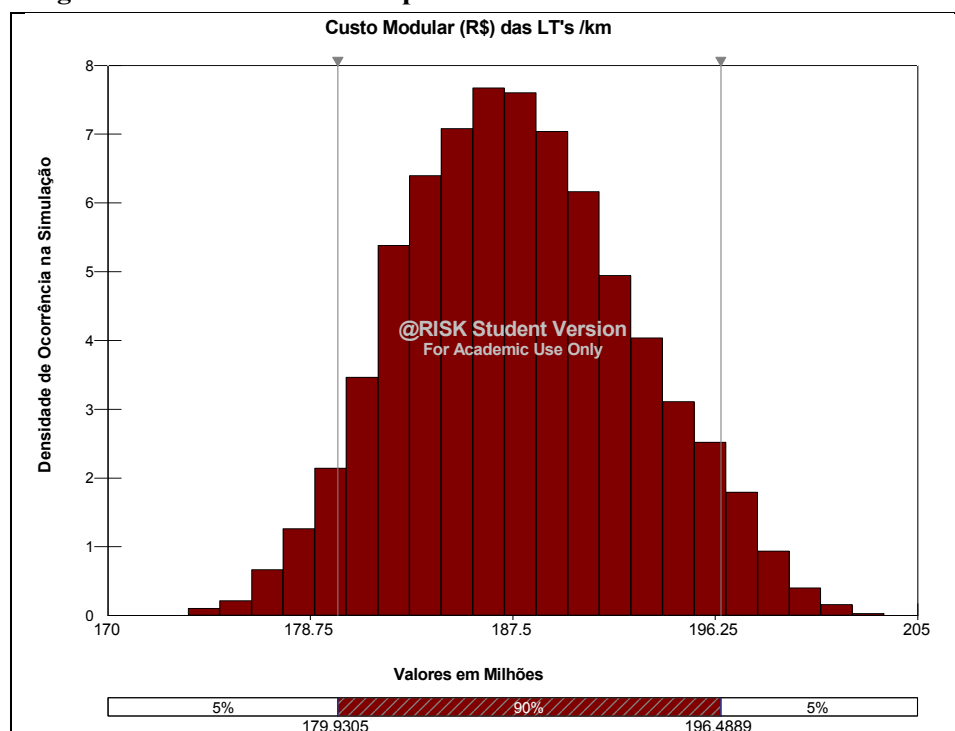
A Tabela 1 representa um exemplo da planilha simulada pelo @ Risk para o ativo “linha de transmissão”.

Tabela 1: Módulos do ativo do LT e seus custos modulares.

Ativos	Famílias	Quantidade	Dados Ativo		
			Valor R\$ por km ou Unidade		
			Faixa		
		km	Sim @risk	Total	
LT's	Linhas de Transmissão 69 kV	Linha de postes com 1 circuito e cabo 4/0	1,430.62	75,000.00	107,296,500.00
		Linha de postes com 1 circuito e cabo 336,4 MCM	200.54	105,000.00	21,056,700.00
		Subtotal LT 69kV	1,631.16	78,688.30	128,353,200.00
	Linhas de Transmissão 138 kV	Linha de torres com 1 circuito inicialmente de cabo 4/0	28.64	132,000.00	3,780,480.00
		Linha de torres com 1 circuito e cabo 336,4	2,248.43	195,400.00	439,343,222.00
		Linha de postes com 1 circuito e cabo 336,4			
		Linha de torres com 1 circuito inicialmente de cabo 336,5			
		Linha de torres com 1 circuito inicialmente de cabo 477 MCM			
		Linha de torres com 2 circuitos de cabo 336,4	1,765.33	286,700.00	506,120,111.00
		Linha de torres com 2 circuitos de cabo 447 MCM			
		Linha de torres com 1 circuito inicialmente de cabo 795 MCM			
		Linha de torres com 2 circuitos de cabo 795 MCM			
		Linha de concreto 2 circuitos 336,4 MCM - Urbano			
	Subtotal LT 138kV	4,042.40	234,821.84	949,243,813.00	
	RAMAIS 138 kV 336,4 MCM Circuito Duplo - 75°C - Paulista	Ramal 138 kV até 200m - Torre Metálica	3.45	280,000.00	966,000.00
		Ramal 138 kV até 500m - Torre Metálica	5.96	390,000.00	2,324,400.00
		Ramal 138 kV até 1000 m - Torre Metálica	8.90	560,000.00	4,984,000.00
		Ramal 138 kV 1001 a 5000 m - Torre Metálica	164.14	290,000.00	47,600,600.00
		Ramal 138 kV acima 5000 m - Torre Metálica	280.47	241,000.00	67,593,270.00
		Subtotal Ramal 138kV	462.92	266,716.21	123,468,270.00
	RAMAIS 69 kV	Ramal 69 kV até 200m - Torre Metálica	0.26	252,000.00	65,520.00
		Ramal 69 kV até 500m - Torre Metálica	0.65	351,000.00	228,150.00
		Ramal 69 kV de 501 a 1000 m - Torre Metálica	2.10	504,000.00	1,058,400.00
		Ramal 69 kV de 1001 a 5000 m - Torre Metálica	23.20	261,000.00	6,055,200.00
		Ramal 69 kV acima 5000 m - Torre Metálica	178.04	214,666.67	38,219,253.33
		Subtotal Ramal 69kV	204.25	223,385.67	45,626,523.33
	LT's E RAMAIS DE 34,5 kV	Linha de 34,5 kV	296.06	45,000.00	13,322,700.00
Ramal de 34,5 kV					
Subtotal LT e Ramal 34,5kV		296.06	45,000.00	13,322,700.00	
TOTAL LT's		6,636.79	187,845.60	1,246,691,806.33	

Através da montagem das planilhas por ativo de referência (utilizando seus módulos e seus custos modulares) se fez possível o desenvolvimento do modelo, no qual, são encontradas as faixas de valores dos AR's. Isto se dá, programando as entradas e saídas do sistema no software @Risk e encontrando o histograma que representa tal faixa de valores, como demonstrada na Figura 1 que se segue.

Figura 1: Faixa de custo por Km de linha de Transmissão



Com análise da Figura 1, pode ser visto um histograma com a distribuição dos valores encontrados com a simulação feita no @Risk. Foi adotado o método probabilístico de Monte Carlo e, um parâmetro de 10.000 simulações para garantir a convergência dos resultados.

Desta forma, após as simulações no @Risk encontrou-se uma faixa de valores para o custo por km da LT's de R\$179.930,50 a R\$196.488,90. A faixa de valores sugerida pelo @Risk encontra-se numa ordem de 90% de segurança no acerto do valor do AR.

Pode-se analisar, por exemplo, caso o tomador de decisão for propenso a aceitar mais riscos, a utilização de uma faixa ainda menor de valores disponibilizados no histograma da Figura 1. Isto porque se pode usar, também, a análise do eixo "y" (número de ocorrências na simulação), que representa a densidade de ocorrências de determinados valores. Desta forma, pode-se utilizar a pequena faixa de valores entre R\$185.695,50 a R\$188.460,90, que apresenta maior densidade de ocorrência nas 10 mil simulações realizadas pelo @Risk. Todavia, isso representa aumentar consideravelmente o risco, pois, o grau de segurança decaiu de 90% para 21% de acerto e dependerá sempre do tomador de decisão aceitar ou não o risco.

O processo é replicado para os outros sete AR's, que ao serem somados é encontrada a representação da faixa de valores do AR total (base de remuneração bruta) da empresa simulada. As simulações da BRB resultaram em diferença na faixa de 10% a 20%, considerando um grau de segurança de 90% de certeza no acerto dos resultados alcançados. Esse resultado pode ser considerado bastante aderente quando verificado os erros que ocorrem no levantamento da BRB no processo atual.

Índice de Qualidade de Referência

As simulações para os 4 grupos do modelo, apresentaram os seguintes resultados:

- Grupo -1: IQR – 0,108991; IQR_{min} – 0,190370; IQR_{max} – 0,078041; ICOP_R – 38,78%
- Grupo - 2: IQR – 0,084133; IQR_{min} – 0,125786; IQR_{max} – 0,048298; ICOP_R – 20,40%
- Grupo - 3: IQR – 0,054192; IQR_{min} – 0,093451; IQR_{max} – 0,032540; ICOP_R – 12,10%
- Grupo - 4: IQR – 0,089707; IQR_{min} – 0,119034; IQR_{max} – 0,062202; ICOP_R – 10,10%.

4. Conclusões e Recomendações

O modelo proposto se mostrou bastante simples e de fácil montagem utilizando pequeno volume de dados de entrada quando comparado com o atual modelo de empresa de referência utilizado pelo órgão regulador.

O modelo proposto agiliza, simplifica e reduz os custos no cálculo da Base de Remuneração Bruta, graças à utilização de custos modulares para cada ativo de referência, com um grau de segurança de acerto considerável. A simplificação dos cálculos reduz também a possibilidade de ocorrência de erros inserção de dados no modelo da Empresa de Referência ANEEL, e, até mesmo, erros de formulação.

A composição dos módulos dos ativos de referência quando comparados a Base de Remuneração Bruta da empresa real tiveram resultados bastante aderentes.

Os ativos de referência serão aqueles necessários à manutenção ou melhoria das metas de qualidade dos serviços prestados, independente do fato de estarem totalmente depreciados, uma vez que a concessionária pode optar pela ampliação de manutenção preventiva ou corretiva que estenda a vida útil dos equipamentos. Do ponto de vista da regulação, o que importa é a qualidade dos serviços prestados e uma modicidade tarifária compatível com estes serviços.

Desde logo, associar o conceito de qualidade no momento da reposição tarifária resulta numa nova dinâmica, que levará as empresas a buscarem uma maior eficiência operacional, já que esta eficiência garantirá melhores resultados operacionais e econômicos. A empresa que investe em qualidade irá melhorar o seu resultado, com reflexos positivos para as atividades reguladas. O modelo possibilita essa associação com os indicadores de qualidade IQS e IQI.

A qualidade está associada ao índice de custo operacional, ICOP, que determina o volume de recursos para operar e manter os ativos de referência. Dependendo do seu índice de qualidade, IQE, a empresa poderá ser premiada, recebendo mais recursos ou penalizada, recebendo menos recursos. Esse modelo é um incentivo para a melhoria da qualidade do serviço prestado. O índice de custo operacional de referência pode ser mais preciso com a montagem dos custos de referência.

A aplicação do modelo proposto nos momentos de revisão tarifária possibilita uma maior precisão e proximidade das características e custos da empresa de referência com a empresa real.

5. Referências bibliográficas

- [1] Ajodhia, V., Petrov, K., and Scarsi, G. *Economic benchmarking and its applications*. Kema Consulting. 2003.
- [2] Bauer, P.W., Berger, A.N., Ferrier, G.D, and Humphrey, D.B. *Consistency conditions for regulatory analysis of financial institutions: a comparison of frontier efficiency methods*. Federal Reserve. Financial Services. Journal of Economics and Business. 1998.
- [3] Coelli, T.J., and Perelman, S. *Efficiency Measurement, Multiple-Output Technologies and Distance Functions: With Application to European Railways*. CREPP Working Paper, University of Liege. 1996
- [4] Coelli, T.J., Prasada Rao, D.S., and Battese, G.E. 'An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis', Kluwer Academic Publishers, Boston. 1998.
- [5] Färe, R., Grabowski, R., and Grosskopf, S. *The Measurement of Efficiency of Production*. Boston. Kluwer Academic Publishers. 1985.
- [6] Filippini, M., and Farsi, M. *A benchmark Analysis of electric distribution utilities in Switzerland*. Centre for Energy Policy and Economics. Swiss Federal Institutes of Technology. Working paper N° 8. 2005.
- [7] Filippini, M., and Wild, J. *The estimation of an average cost frontier to calculate benchmark tariffs for electricity distribution*. AEA International Conference on Modeling Energy Markets. 1998.
- [8] Filippini, M., Wild, J., and Kuenzle, M. *Scale and cost efficiency in the Swiss electricity distribution industry: evidence from a frontier cost approach*. Centre for Energy Policy and Economics. Swiss Federal Institutes of Technology. 2001
- [9] Hattori, T., Jamasb, T., and Pollit M.G. *A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for inventive regulation*. DAE Working Paper WP 0212. University of Cambridge. Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research. 2003.
- [10] Jamasb, T., and Pollit, M. *Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience*. 2000.
- [11] Jamasb, T., and Pollit, M. *International benchmarking and regulation of European electricity distribution utilities*. Final report for The Council of European Energy Regulators – Benchmarking Working Group. 2001.
- [12] Jamasb, T., and Pollit, M. *International utility benchmarking and regulation: an application do European electricity distribution companies*. DEA Working Paper No. 0115, University of Cambridge. 2002.
- [13] Lavado, R. *Benchmarking the efficiency of Philippines electric cooperatives using stochastic frontier analysis and data envelopment analysis*. East-West Center Working Paper N° 8. 2004.
- [14] Ofgem. *Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review, by Cambridge Economic Policy Associates*. Final Report 2003.
- [15] Pekka Korhonen and Mikko Syrjänen, *Evaluation of Cost Efficiency in Finnish Electricity Distribution* (May 2002) Helsinki School of Economics.
- [16] Rudnick, H., and Donoso, J. *Integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation*. IEEE Power Engineering Review (August). 2000.
- [17] Rudnick, H., and Raineri, R. *Chilean Distribution Tariffs: Incentive Regulation*. In (De)Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile, edited by F. G. Morande and R. Raineri. Santiago. ILADES/Georgetown University. 1997.
- [18] Sanhueza, R., Rudnick, H. and Lagunas, H. *DEA Efficiency for the Determination of the Electric Power Distribution Added Value*, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, N° 2, May 2004.

- [19] Sawkins, J. W. *Yardstick competition in the English and Welsh water industry*. Utilities Policy Vol. 5 (Nº 1).1995. pp 27-36.
- [20] Shleifer, A. *A theory of yardstick competition*. Rand Journal of Economics Vol. 16, 1985. pp 319-327.
- [21] Spendolini, M.J. *Benchmarking*. 1ª ed., Makron Books do Brasil, São Paulo, 1994.
- [22] Weyman-Jones, T. *Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution*. In *The Regulatory Challenge*, edited by M. Bishop, J. Kay and C. Mayer. Oxford-New York. Oxford University Press. 1995.
- [23] Yaisawarng, S., and Klein, J. D. *The effects of sulfur dioxide controls on productivity change in the U.S. electric power industry*. Review of Economics and Statistics 76(3) (August 1994). 1994. pp 447-460.
- [24] Vasconcellos, V. A., Canen, A. G., Lins, M. P. E. *Identificando as melhores práticas operacionais através da associação benchmarking-DEA: o caso das refinarias de petróleo*. Pesquisa Operacional, v.26, n.1, Janeiro a Abril de 2006. pp.51-67.
- [25] Zhu, J. *Quantitative models for performance evaluation and benchmarking: data envelopment analysis with spreadsheets and DEA Excel Solver*. Worcester Polytechnic Institute, U.S.A., 2003.
- [26] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Revisão tarifária Periódica <<http://www.aneel.gov.br/183.htm>> Acesso em: 30 de outubro de 2007
- [27] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica do Brasil <<http://www.aneel.gov.br/262.htm>> Acesso em: 2 de novembro de 2007
- [28] Ajodhia, V., Petrov, K., and Scarsi, G. 2003. Economic benchmarking and its applications. Kema Consulting.
- [29] ANDRADE, E. L. *Introdução à Pesquisa Operacional: Métodos e Modelos para Análise de*
- [30] *Decisão*, 2ª ed., LTC, Rio de Janeiro, 2000.
- [31] Bauer, P.W., Berger, A.N., Ferrier, G.D, and Humphrey, D.B. 1998 Consistency conditions for regulatory analysis of financial institutions: a comparison of frontier efficiency methods. Federal Reserve. Financial Services. Journal of Economics and Business.
- [32] Coelli, T.J., and Perelman, S. 1996. Efficiency Measurement, Multiple-Output Technologies and Distance Functions: With Application to European Railways. CREPP Working Paper, University of Liege.
- [33] Coelli, T.J., Prasada Rao, D.S., and Battese, G.E. 1998. ‘An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis’, Kluwer Academic Publishers, Boston.
- [34] Färe, R., Grabowski, R., and Grosskopf, S. 1985. *The Measurement of Efficiency of Production*. Boston. Kluwer Academic Publishers.
- [35] Filippini, M., and Farsi, M. 2005. A benchmark Analysis of electric distribution utilities in Switzerland. Centre for Energy Policy and Economics. Swiss Federal Institutes of Technology. Working paper No. 8.
- [36] Filippini, M., and Wild, J. 1998. The estimation of an average cost frontier to calculate benchmark tariffs for electricity distribution. AEA International Conference on Modeling Energy Markets.
- [37] Filippini, M., Wild, J., and Kuenzle, M. 2001. Scale and cost efficiency in the Swiss electricity distribution industry: evidence from a frontier cost approach. Centre for Energy Policy and Economics. Swiss Federal Institutes of Technology
- [38] Hattori, T., Jamasb, T., and Pollit M.G. 2003. A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for inventive regulation. DAE Working Paper WP 0212. University of Cambridge. Massachusetts Institute of Technology Center for Energy and Environmental Policy Research.
- [39] Instituto brasileiro de defesa do consumidor (IDEC). Propostas sobre a Audiência Pública AP023/2002 <<http://www.idec.org.br/files/fatorx.doc>> Acesso em: 30 de outubro de 2007.
- [40] Jamasb, T., and Pollit, M. 2000. Benchmarking and regulation of electricity transmission and distribution utilities: lessons from international experience.
- [41] Jamasb, T., and Pollit, M. 2001. International benchmarking and regulation of European electricity distribution utilities. Final report for The Council of European Energy Regulators – Benchmarking Working Group.

- [42] Jamasb, T., and Pollit, M. 2002. International utility benchmarking and regulation: an application do European electricity distribution companies. DEA Working Paper No. 0115, University of Cambridge.
- [43] Lavado, R. 2004. Benchmarking the efficiency of Philippines electric cooperatives using stochastic frontier analysis and data envelopment analysis. East-West Center Working Paper No. 8.
- [44] LCA Consultores Considerações sobre a metodologia de cálculo do fator x presente na nota técnica SRE/ANEEL nº 214/2003, janeiro 2004
- [45] Littlechild, S.C. (1984) Regulation of British Telecommunications' Profitability, Department of Industry, London.
- [46] Huber Marcos, Avaliação do Risco para Usuários Principiantes e Intermediários, Versão Preliminar, Decision Support/Palisade Corporation, Rio de Janeiro, 2003, 435p
- [47] Ofgem – Final Report – 2003. Background to work on assessing efficiency for the 2005 distribution price control review, by Cambridge Economic Policy Associates.
- [48] PALISADE CORPORATION, @Risk: Risk Analysis and Simulation ADD-IN for Microsoft EXCEL, Version 4.5, Ithaca/NY, June/2005, 519p. URL: <http://www.palisade.com>
- [49] Pekka Korhonen and Mikko Syrjänen, Evaluation of Cost Efficiency in Finnish Electricity Distribution (May 2002) Helsinki School of Economics
- [50] PESSANHA, J. F. M. Um Modelo de Análise Envoltória de Dados para Estabelecimento de Metas de Continuidade de Fornecimento de Energia Elétrica. Rio Jamneiro. PUC-Rio, 2006 (tese de doutorado)
- [51] PIRES, J. C. L., Piccinini, M. S. Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a Experiência Internacional e o Caso Brasileiro. Rio de Janeiro. Estudos BNDES, Nº 64, julho 1998
- [52] PUC-RIO. Fator X <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG_0599.EXE/5566_2.PDF?NrOcoSis=15026&CdLinPrg=pt> Acesso em: 06 de novembro de 2007
- [53] Rudnick, H., and Donoso, J. 2000. Integration of price cap and yardstick competition schemes in electrical distribution regulation. IEEE Power Engineering Review (August).
- [54] Rudnick, H., and Raineri, R. 1997. Chilean Distribution Tariffs: Incentive Regulation. In (De)Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile, edited by F. G. Morande and R. Raineri. Santiago. ILADES/Georgetown University.
- [55] Sanhueza, R., Rudnick, H. and Lagunas, H. 2004. DEA Efficiency for the Determination of the Electric Power Distribution Added Value, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May 2004.
- [56] Sawkins, J. W. 1995. Yardstick competition in the English and Welsh water industry. Utilities Policy Vol. 5 (No. 1), 27-36.
- [57] Shleifer, A. 1985. A theory of yardstick competition. Rand Journal of Economics Vol. 16, 319-327.
- [58] Weyman-Jones, T. 1995. Problems of Yardstick Regulation in Electricity Distribution. In The Regulatory Challenge, edited by M. Bishop, J. Kay and C. Mayer. Oxford-New York. Oxford University Press.
- [59] Yaisawarnng, S., and Klein, J. D. 1994. The effects of sulfur dioxide controls on productivity change in the U.S. electric power industry. Review of Economics and Statistics 76(3) (August 1994), 447-460.