

SENDI 2004
XVI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**O impacto da utilização dos recursos dos Programas de Eficiência Energética
na Modicidade Tarifária**

Autores:

M. A. DANELLA

marcos.danella@elektro.com.br

S. SCUCUGLIA

silvio.scucuglia@elektro.com.br

R. X. MOREIRA JR

ronalde@cemig.com.br

ELEKTRO – ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.
CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

Palavras Chaves:

Conservação de energia, Modicidade Tarifária, Contrato de Performance

RESUMO

O objetivo deste trabalho é demonstrar que as receitas obtidas através da aplicação dos recursos dos programas de Eficiência Energética regulados pela ANEEL, via contratos de performance, contribuem de uma forma mais ampla e justa para a modicidade das tarifas de fornecimento de energia elétrica aplicadas aos clientes em geral.

1. INTRODUÇÃO

Considerando que a metodologia utilizada para determinação dos reajustes tarifários das concessionárias exclui da base dos valores necessários para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras os montantes referentes a outras receitas, que não aquelas obtidas através do fornecimento de energia elétrica, o retorno dos valores aplicados através de contratos de performance pode constituir uma alternativa mais justa para a distribuição dos recursos destinados aos programas de Eficiência Energética.

A regulamentação vigente determina que parte dos recursos dos Programas de Eficiência Energética previstos na Lei 9.991/2000 e Resolução ANEEL 492/2002 seja aplicada em projetos sem ônus para o consumidor final (60% do total de cada programa).

Embora essa medida pareça conter um interessante apelo social, na realidade poder promover a concentração dos benefícios obtidos, principalmente com projetos nos segmentos industrial e comercial. Isto é, apesar de os recursos serem provenientes das faturas de toda a base de consumidores das concessionárias, os projetos com maiores investimentos em geral são realizados junto a clientes de maior porte e em número reduzido.

A utilização de contratos de performance para cobrança incentiva uma aplicação mais eficaz dos recursos, uma vez que as concessionárias tendem a buscar projetos com melhores índices de retorno e os consumidores beneficiados diretamente têm um incentivo a mais para que as economias previstas nos projetos sejam realmente obtidas.

Para melhor entendimento da contribuição para a modicidade tarifária serão conceituadas as etapas principais de composição, reajuste e revisão tarifária, essa última etapa a que nos interessa.

2. MODICIDADE TARIFÁRIA (CONCEITO)

Modicidade diz respeito a determinação ou delimitação de um preço módico, ou seja, reduzido, exíguo, modesto.

Modicidade é relativa a idéia de busca pela justiça tarifária, um preço equilibrado e condizente às necessidades de investidores e consumidores.

Tomando-se por princípio que qualquer produto ou serviço deve refletir os custos de insumo e mão-de-obra intrínsecos a sua produção e um percentual de lucro que justifique, para qualquer companhia aplicar esforço e dinheiro em benefício alheio, a definição de justiça tarifária é subjetiva e relativa, e portanto, o consenso está longe de ser alcançado. No entanto este princípio norteia toda a teoria de regulação econômica.

3. COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme os Contratos de Concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A é formada pelos “custos não gerenciáveis” pela concessionária relacionados à atividade de distribuição de energia elétrica, cujo montante e variação escapam à vontade ou influência da

concessionária. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita envolvendo os ditos “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, que estão sujeito ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária.

3.1. Composição da Parcela A

A Parcela A, inclui os denominados custos “não gerenciáveis” , tais custos referem-se à compra de energia elétrica e aos encargos tarifários.

Compra de Energia - Para o atendimento a seu mercado, a concessionária de distribuição compra energia elétrica de diferentes empresas de geração e sob diferentes condições, mediante contratos entre distribuidora e empresa geradora (contratos iniciais e bilaterais) e, no caso da energia produzida por Itaipu Binacional. Mediante cotas definidas pela legislação. Algumas concessionárias complementam a compra de energia elétrica com geração própria e aquisições no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Encargos Tarifários – Os encargos tarifários são todos definidos por lei e seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL. Esses encargos são:

Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – criada pelo Decreto n. 73.102, de 07 de novembro de 1973 e refere-se ao rateio do ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoeletrica, principalmente nas áreas localizadas fora do sistema interligado;

Reserva Global de Reversão (RGR) – criada pelo Decreto n. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Trata-se de uma parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica.

Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) - instituída pela Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades;

Operador nacional do Sistema (ONS) – refere-se ao custeio das atividades de coordenação e de controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica;

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) – compensação rateada entre os Estados, Municípios, Ministério de meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia e Ministério de Ciência e Tecnologia;

Uso das instalações da Rede Básica (RB) - refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às transmissoras;

Uso das instalações de Conexão (IC) – refere-se ao uso, pelas concessionárias distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencente às transmissoras;

Transporte de Energia Elétrica proveniente de Itaipu (TI) – refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida pela concessionária, daquela geradora;

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); criada pela Lei n. 10.438/2002. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: a) o desenvolvimento energético dos Estados; b) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; c) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional.

Montante de Uso de Sistema de Transmissão (para os contratos iniciais e de Itaipu - MUST) – refere-se ao acesso aos sistemas de transmissão pelos consumidores livres dos concessionários e permissionários do serviço público de energia, calculado conforme resoluções ANEEL 281/99, 655/02 e 219/03; e

Garantias Financeiras.

3.2. Composição da Parcela B

São os custos “Gerenciáveis” da concessionária e é formado pela Empresa de Referência, Remuneração do Capital e Depreciação.

Empresa de referência - é o processo para determinação dos custos operacionais eficientes (Operação e Manutenção - O&M). Nesse processo há uma definição de parâmetros externos de eficiência que constituam referências para orientar a gestão empresarial que é a chamada “Empresa de Referência” levando em consideração as condições geográficas, climáticas e econômicas da área de concessão de cada distribuidora.

A Empresa de Referência se define como uma empresa responsável pelo fornecimento do serviço na área geográfica do caso específico sob análise, que presta esse serviço em condições de eficiência e adaptação econômica ao ambiente na qual desenvolve sua atividade. O enfoque da Empresa de Referência pretende simular as condições que enfrentaria um operador entrante no mercado no qual opera a empresa real responsável pelo serviço por redes de que se trata. Esse operador deverá cumprir todos os processos e atividades necessários para prestar o serviço de distribuição de energia elétrica, que compreende a operação e a manutenção (O&M) das instalações de infra-estrutura, a gestão técnico-comercial dos clientes e as atividades de direção e administração inerentes a toda empresa. Com essa finalidade deverá obter os serviços, recursos materiais e humanos que se necessitem para cumprir com eficiência esses processos e atividades, acessando aos diferentes mercados representativos das condições reais existentes na área geográfica de concessão de que se trata.

A Partir dos valores de custos que a Empresa de referência pode obter para esses serviços e recursos, se fixam os custos operacionais eficientes da concessionária distribuidora que se consideram nas tarifas reguladas que os clientes do serviço pagam. Dessa forma, a empresa real “compete” com a Empresa de Referência desenhada e tem como objetivo conseguir que os seus valores de custos não excedam os reconhecidos na Empresa de Referência, de forma a obter a rentabilidade esperada ou até superá-la.

Na “Empresa de Referência”, são determinados os salários nominais a serem considerados, custos de treinamento e reciclagem dos empregados, despesas com implementação de sistemas informatizados de gestão, custos e índices como a inadimplência dos clientes, enfim todas os componentes que a empresa real deve buscar para obter o atendimento eficiente a seus clientes.

Remuneração do capital - A remuneração sobre o capital investido, que deve ser incluída nas tarifas, é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequado para a atividade de distribuição no Brasil sobre o investimento a ser remunerado, ou base de remuneração.

Para o cálculo da taxa de retorno, a Aneel utiliza a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC). Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. (WACC igual a 11,26%)

Para valorar a base de remuneração, a Aneel considera o valor dos ativos necessários para prestar o serviço de distribuição. Desse modo, a base de remuneração fica diretamente relacionada com a sua principal função, isto é, atender aos clientes existentes e potenciais.

Quota de Reintegração Regulatória – é composta das quotas de depreciação de amortização e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens. É considerado um percentual de 4,00% sobre o Valor do Ativo Imobilizado em Serviço menos Terrenos.

Tributos – Os tributos também considerados no cálculo da receita requerida correspondem a PIS/PASEP/COFINS & P&D.

4. ALTERAÇÕES TARIFÁRIAS

Em cada um dos contratos de concessão foram estabelecidas as tarifas iniciais e mecanismos de sua alteração, sendo: i) reajuste tarifário anual; ii) revisão tarifária extraordinária; e iii) revisão tarifária periódica. Tais mecanismos tiveram sua origem na política tarifária aprovada pelo Conselho Nacional de Desestatização (CND), em novembro de 1995.

4.1. Reajuste Tarifário (IRT)

O reajuste tarifário anual pretende oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões tarifárias, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário, sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier a alcançar no período.

Os contratos de concessão contemplam procedimento específico para reajuste dessas parcelas durante cada ano do período tarifário. Portanto ao iniciar o primeiro período tarifário cada concessionária tem estabelecido a estrutura tarifária e seus valores iniciais que, aplicados ao seu mercado, definem a receita anual do primeiro ano do período tarifário (RA). Em cada reajuste do período tarifário, o valor da Parcela A (VPA) é obtido pelas condições vigentes de cada um dos itens que a compõem (compra de energia e outros) e o novo valor da Parcela B (VPB) é obtido pela diferença entre RA e VPA, corrigido pela variação do IGPM observada nos últimos 12 meses anteriores ao reajuste. Tais regras

estimulam a concessionária a reduzir os custos de operação (cobertos pela Parcela B) ao longo do período anterior à revisão tarifária, uma vez que custos menores para um mesmo nível real de tarifas implicam em maiores benefícios para a concessionária, sob a forma de maior remuneração do capital.

O IRT é definido da seguinte forma:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA1} + \text{VPBo} \times (\text{IVI} + / - \text{X})}{\text{RAo}}$$

Onde:

VPA1 – Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do “Mercado de referência”, que entendido como mercado de energia garantida nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RAo - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, sendo a “Data de Referência Anterior” do primeiro reajuste igual a data de assinatura do Contrato de concessão e nos reajustes subsequentes, a data do último reajuste ou revisão tarifária

VPBo – Valor da Parcela B, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$\text{VPBo} = \text{RAo} - \text{VPAo}$$

Onde:

VPAo – Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI – índice de variação do IGPM, entre o mês anterior a data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”.

X – Número índice definido pela ANEEL (Fator X). Para os primeiros 4 reajustes anuais, o valor de X será zero.

4.2. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

Revisão extraordinária pode ser solicitada a qualquer tempo pelas concessionárias sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos que possam ser aprovadas pela ANEEL.

4.3. Revisão Tarifária Periódica (RT)

A Revisão Tarifária é realizada em 2 etapas: o reposicionamento tarifário e o Fator X. No reposicionamento tarifário se trata de calcular a receita requerida da concessionária, que consiste na receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes (“empresa de referência”) e com um retorno adequado sobre o capital prudentemente investido. Como a receita requerida é calculada em bases anuais, se trata de estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da prestação do serviço referenciados ao período de 12 meses subsequentes à data de revisão tarifária, esse período anual é denominado ano-teste. Sendo seu principal objetivo, garantir uma tarifa justa para

consumidores e investidores, e estimular o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição de energia elétrica.

O reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre a Receita Requerida (em R\$) para o ano teste e a Receita Verificada (em R\$) da concessionária no mesmo período. A Receita Verificada corresponde à receita que seria por ela auferida com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica aplicadas ao mercado de venda (fornecimento) do ano-teste. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante exploração de atividades extra-concessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas, conforme apresentado a seguir:

$$\mathbf{RT} = \frac{\mathbf{Receita\ Requerida} - \mathbf{Rec\ Extra\ Concess\~ao} - \mathbf{Outras\ Receitas}}{\mathbf{Receita\ de\ Fornecimento\ Verificada}}$$

Receita de Fornecimento Verificada

A Receita Requerida é a soma das parcelas A e B conforme detalhado acima nos itens 5.1 e 5.2 nas condições vigentes na data da revisão Tarifária, onde serão estabelecidos o nível de custos operacionais eficientes e uma justa remuneração do capital a serem cobertos pelas tarifas. Altera-se o valor da Parcela B, mantendo a neutralidade da Parcela A. Assim, todos os custos não-gerenciáveis são repassados às tarifas

As Receitas de Atividades Extra-Concessão compreendem as receitas resultantes de operações realizadas pela concessionária que não estão relacionadas diretamente ao objeto da concessão.

As Outras Receitas são atividades oriunda da prestação de serviços como arrendamento e aluguéis de postes, seguros, e outras, ***incluindo receitas oriundas de parcelas recebidas dos clientes beneficiados por projetos de eficiência energética previstos na Lei 9.991/00 e regulamentados pela ANEEL.***

O Fator X (metas de eficiência) é o mecanismo que permite repassar aos consumidores, por meio das tarifas, projeções de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica.

O repasse dos ganhos de eficiência da concessionária para os consumidores é feito por meio da aplicação do Fator X, que na prática é uma meta de eficiência expressa por um percentual sobre a tarifa de fornecimento de energia, esse fator X funciona, na maioria das vezes, como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas dos consumidores.

Explicando mais detalhadamente, o Fator X é um percentual que será aplicado sobre o IGP-M, índice utilizado na correção das tarifas, durante os reajustes tarifários anuais das empresas que ocorrerão nos anos seguintes às revisões tarifárias periódicas.

O Fator X contempla estritamente a produtividade derivada dos ganhos de escala que a distribuidora obtém ao atender uma maior demanda com custos incrementais menores que os reconhecidos na RT; contempla os impactos que os investimentos associados ao atendimento desta demanda têm sobre a base de remuneração; evita que seja considerado de forma inadequada uma projeção dos ganhos de eficiência produzidos no período posterior à privatização, que não são sustentáveis em períodos seguintes; e assegura-se de que a concessionária poderá reter, durante o 2o. período tarifário, aqueles benefícios que obtenha como consequência de uma gestão mais eficiente que a definida como referência na RT (“empresa de referência”).

5. CONTRIBUIÇÃO DAS RECEITAS DE PROJETOS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Para melhor compreensão da contribuição que as receitas de projetos de eficiência energética podem oferecer, descrevemos a seguir um exemplo hipotético de uma distribuidora de energia, com as seguintes características:

- Receita Operacional no ano base de R\$ 5 bilhões , proveniente da venda de energia no montante de R\$ 4,9 bilhões aos clientes em geral e R\$ 100 milhões a grandes clientes industriais;
- Aplicação anual de 0,5% da Receita Operacional em Programas de Eficiência Energética regulados pela ANEEL no montante de R\$ 25 milhões;
- Receita de Contratos de Desempenho R\$ 10 milhões (CASO 1) ou R\$ zero (CASO 2)
- Receita Requerida de R\$ 5,005 bilhões, devido ao crescimento vegetativo do seu mercado;

Com essas premissas foi possível construir a tabela a seguir:

Tabela 1 – Definição do Reposicionamento Tarifário (RT)

Reposicionamento Tarifário	CASO 1		CASO 2	
	Com Contrato de Desempenho		Sem Contrato de Desempenho	
	Valores	Parâmetros	Valores	Parâmetros
Receita Operacional Líquida	5.000.000.000		5.000.000.000	
Consumidores Super A1	100.000.000	5	100.000.000	5
Demais consumidores	4.900.000.000		4.900.000.000	
0,5% para PEE	25.000.000	0,50%	25.000.000	0,50%
Receita de Contratos de Desempenho	10.000.000	40,00%	-	0,00%
Receita Requerida	5.005.000.000	0,10%	5.005.000.000	0,10%
Receita Requerida menos deduções	4.995.000.000		5.005.000.000	
Redução de Receita	10.000.000	10,00%	10.000.000	10,00%
Redução dos custos	5.000.000	50,00%	5.000.000	50,00%
Nova Receita Requerida	4.990.000.000		5.000.000.000	
Nova Receita Verificada	4.990.000.000		4.990.000.000	
Reposicionamento (RT)	0,00000%		0,20040%	

Considerando uma redução de receita de R\$ 10 milhões/ano devido a redução de consumo de um cliente beneficiado pelo Programa de Eficiência Energética regulado pela ANEEL. Consideramos também que essa redução de consumo redundava em uma redução de custos de R\$ 5 milhões (adotado que 50% dos custos não serão reduzidos mesmo com menor venda de energia). Verifica-se que no Caso 2 - sem o recebimento da receita de Contratos de Desempenho (contabilizada como “Outras Receitas”), existe a necessidade de reposicionamento tarifário, mesmo que pequeno, à todos os clientes atendidos pela Distribuidora.

A seguir demonstramos a situação do cliente beneficiado pelo investimento realizado com os recursos do Programa de Eficiência Energética da ANEEL. A tabela apresenta duas situações, uma com o cliente amortizando os investimentos realizados, isto é, retornando à distribuidora os ganhos obtidos com a economia anual durante os primeiros 5 (cinco) anos (CASO 1) e a outra situação com o cliente recebendo os recursos sem necessidade de amortização (CASO 2).

Tabela 2 – Economias para o cliente beneficiado pelo projeto de eficiência energética

Consumidor Beneficiado	CASO 1 Com Contrato de Desempenho	CASO 2 Sem Contrato de Desempenho
Despesa com Energia Elétrica	20.000.000	20.000.000
Consumo invariável	18.000.000	18.000.000
Consumo a ser economizado	2.000.000	2.000.000
Valor do Investimento no projeto	10.000.000	10.000.000
Economia anual com Energia Elétrica		
Ano 1	-	2.000.000
Ano 2	-	1.963.928
Ano 3	-	1.963.928
Ano 4	-	1.963.928
Ano 5	-	1.963.928
Ano 6	2.000.000	1.963.928
Ano 20	2.000.000	1.855.277
Economia em 20 anos	30.000.000	38.337.498
Economia adicional- benefício fiscal IR / CS (34%)	3.400.000	-

É evidente que no CASO 2 o cliente será beneficiado por uma maior economia, devido a não necessidade de amortização dos investimentos. Porém essa situação duplicam os benefícios para poucos clientes, que nessa forma recebem o investimento sem custo e ainda perpetuam a redução das despesas com energia elétrica. Seu único malefício é que a necessidade de reposicionamento tarifário também atingirá o cliente em questão e reduzirá as economias mensais já a partir do 2º ano, conforme tabela 2 anterior (última coluna).

Ao avaliarmos os demais clientes da distribuidora, podemos verificar o efeito ao contrário, isto é, os clientes deverão desembolsar valores mais elevados, devido a mesma necessidade de reposicionamento tarifário ocorrida pelo não recebimento das amortizações dos projetos de eficiência energética regulados pela ANEEL, conforme tabela a seguir.

Tabela 3 – Impacto do recurso dos Contratos de Desempenho para os clientes em geral

Clientes em Geral	CASO 1 Com Contrato de Desempenho	CASO 2 Sem Contrato de Desempenho
Despesa com Energia Elétrica	4.900.000.000	4.900.000.000
Despesa anual com Energia Elétrica		
Ano 1	4.900.000.000	4.900.000.000
Ano 2	4.900.000.000	4.909.819.639
⋮	⋮	⋮
Ano 20	4.900.000.000	4.939.396.787
Dispêndio em 20 anos	98.000.000.000	98.452.570.095
Adicional devido ao reposicionamento - 20 anos	-	452.570.095
Adicional devido ao reposicionamento - por ano	-	22.628.505

A não utilização de contratos de desempenho resultam em um valor maior de tarifa para os clientes em geral, onerando os não beneficiados pelos projetos.

6. CONCLUSÕES:

As receitas obtidas pelo uso de contratos de desempenho nos projetos dos Programas de Eficiência Energética regulados pela ANEEL geram um menor índice de reposicionamento, sem prejuízo para a distribuidora e para os clientes beneficiados pelos Programas.

As simulações são aplicáveis a quaisquer concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica e têm como intuito demonstrar o ganho indireto que pode ser proporcionado a todos os clientes, através da redução dos valores das tarifas.

Além disso esses recebimentos geram uma distribuição mais justa de um recurso cobrado de toda a sociedade, não permitindo duplo benefício para alguns clientes em detrimento a todos de forma geral.

7. BIBLIOGRAFIA

CARVALHO, F. R. & PEDROSA, P. J. B. M & CARVALHO, E. B. & RIBEIRO, A. A., Composição do Preço Final da Eletricidade no Brasil e a Sustentabilidade Econômica do Setor.

NOTA TÉCNICA n. 127/2003, SRE/ANEEL; Revisão Tarifária Periódica - Elektro.

NOTA TÉCNICA n. 133/2004, SRE/ANEEL; Revisão Tarifária Periódica - CELESC.

CONTRATO DE CONCESSÃO n.187/98 – Concessionária de Distribuição - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO; MME, 11 de Dezembro de 2003 Contrato de Concessão n.187/98 – Concessionária de Distribuição - Elektro Eletricidade e Serviços S.A.

LEI n. 10.848 de 15 de março de 2004.

Audiência na Comissão de infra-Estrutura do Senado (08 de abril de 2003) – MME - Dilma Rouseff.