

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA (UnB)

LEONARDO DOS SANTOS MACIEIRA

**RISCO MORAL NO CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO:
O PROBLEMA DO OPORTUNISMO DAS DISTRIBUIDORAS DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**BRASÍLIA – DF
2006**

LEONARDO DOS SANTOS MACIEIRA

**RISCO MORAL NO CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO:
O PROBLEMA DO OPORTUNISMO DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA
ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Administração (PPGA) da Universidade de Brasília (UnB) como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Administração.

Orientador: Prof. Dr. José Matias Pereira
Universidade de Brasília (UnB)

**BRASÍLIA – DF
2006**

Macieira, Leonardo dos Santos.
Risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das distribuidoras de energia elétrica / Leonardo dos Santos Macieira – Brasília, 2006.
127f.

Dissertação (Mestrado) – Universidade de Brasília. 2006.

1. Risco Moral. 2. Oportunismo. 3. Aneel. 4. Distribuidoras de Energia Elétrica. 5. Reposicionamento Tarifário

I. Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da Informação e Documentação (FACE), UnB. II. Título.



Universidade de Brasília (UnB)
Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Ciência da
Informação e Documentação (FACE)
Programa de Pós-Graduação em Administração (PPGA)

Dissertação intitulada “Risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário: o problema do oportunismo das distribuidoras de energia elétrica”, de autoria do mestrando Leonardo dos Santos Macieira, aprovada pela Comissão Examinadora, constituída pelos seguintes professores:

Prof. Dr. José Matias Pereira (Orientador)
Universidade de Brasília (UnB)

Prof. Dr. César Augusto Tibúrcio Silva (Examinador Interno)
Universidade de Brasília (UnB)

Prof. Dr. José Antonio Pinho (Examinador Externo)
Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Brasília –DF
28 de abril de 2006

**A meu saudoso irmão Peterson
dos Santos Macieira pelo
companheirismo, amizade e por
todos os anos maravilhosos que
passamos juntos durante a
infância, adolescência e
juventude (*in memoriam*).**

AGRADECIMENTOS

A Deus.

À minha esposa, Amanda da Silva Macieira, pela compreensão e carinho.

A meus pais, Edézio e Arlene, e a meus irmãos, Éderson e Peterson, pelo estímulo e exemplo de vida.

A meu eterno irmão Peterson (*in memoriam*) por tudo que ele foi e continua sendo para mim.

A meu orientador, José Matias Pereira, pelas críticas sempre construtivas e pelas diversas sugestões.

Aos entrevistados e colaboradores pelas discussões e contribuições.

Aos professores, colegas e funcionários do PPGA da UnB pelo apoio.

Aos colegas do Tribunal de Contas da União (TCU) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) pelo incentivo.

*Senhor, dai-me **coragem** para
transformar as coisas que posso
transformar; **serenidade** para
aceitar as coisas que não posso
mudar; e **sabedoria** para distinguir
umas das outras.*

Irmãs Paulinas.

RESUMO

Com base na pergunta de pesquisa, buscou-se averiguar a ocorrência de problemas de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário de distribuidoras de energia elétrica brasileiras. O objetivo era identificar situações nas quais as distribuidoras poderiam se beneficiar de comportamentos oportunistas após a Aneel definir os procedimentos, metodologias e resoluções a serem empregados no cálculo do reposicionamento (Seção 1). Inicialmente, pesquisou-se as contribuições dadas pela literatura acadêmica, especificamente, pelas teorias da agência, dos custos de transação e da regulação. As contribuições da literatura acadêmica formaram o marco teórico de referência (Seção 2). Em seguida, na Seção 3, elaborou-se metodologia de pesquisa a ser utilizada, optando-se, como técnica de coleta de dados, pela utilização de pesquisa bibliográfica, documental e pela realização de entrevistas. As informações coletadas foram tratadas com auxílio principalmente de recursos qualitativos, embora se tenha utilizado, em menor escala, recursos quantitativos. A metodologia de pesquisa consistiu na análise dos principais elementos presentes nas entrevistas e nos documentos, confrontando-os com a literatura acadêmica, numa espécie de triangulação de fontes e de métodos. O universo de análise foi composto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e por uma seleção de dez distribuidoras. Na Seção 4, descreveu-se as características e as peculiaridades do processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário, bem como os procedimentos, metodologias e resoluções empregados pela Aneel. Na Seção 4, buscou-se também identificar situações nas quais poderiam ocorrer problemas de assimetria de informação, conflito de interesse, monitoramento imperfeito, contrato incompleto. A presença dessas variáveis aumentaria a probabilidade de ocorrer comportamentos oportunistas por parte das distribuidoras, conduzindo a possibilidade de risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário. Na Seção 5, apresentou-se as conclusões da dissertação. Essas conclusões permitiram inferir sobre a possibilidade de ocorrência de problemas de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento das distribuidoras estudadas.

Palavras-chave: risco moral, oportunismo, Aneel, distribuidoras de energia elétrica, reposicionamento tarifário.

ABSTRACT

Based on the research's question, we tried to find occurrences of moral risk problems with the tariff recalculation for the electricity distributors in Brazil. The objective is to identify situations where distributors could benefit from opportunist behavior after Aneel to define procedures, methodology and resolution on the tariff recalculation (Section 1). Initially some research was done on academic papers on the subject, specifically the theories of the regulatory agency, the costs of transactions and of the regulation. The contribution of the academic papers helped to build the reference theoretical mark (Section 2). Then a research methodology to be used was prepared; as for data gathering technic, we did bibliographical and document researching, as well as conducting of interviews (Section 3). The collected data was organized and studied using mainly qualitative resources, although we also used, less frequently, quantitative resources. The research methodology consisted in the analysis of the main elements found in the interviews and in the documentation, comparing them with academic papers, and then performing an integrated study of sources and methods. Then, the analysis was done on Aneel and on a selection of ten distributors. In Section 4 we described the characteristics and peculiarities of the tariff recalculation process as well as of the procedures, methodologies and resolutions used by Aneel. In Section 4 we also tried to identify cases where information asymmetry, interest conflict, imperfect monitoring and incomplete contract could occur. The existence of these variables would increase the probability of opportunist behavior by the distributores, leading to the possibility of moral risk in the tariff re-calculation process. In Section 5 we developed a wrap-up for this paper. Conclusions allowed us to understand the possibility of occurring moral risk problems in the tariff recalculation for the distributors selected to be studied in this paper.

Key-words: moral risk, opportunism, Aneel, electricity distributors, tariff recalculation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Problemas de agência sob a ótica do principal.....	16
Figura 2 – A regulação como um processo	43
Figura 3 – Esquema conceitual da pesquisa	59
Figura 4 – Dimensões do conceito de oportunismo	60
Figura 5 – Dimensões da regulação.....	60
Figura 6 – Processo de revisão tarifária ordinária.....	65
Figura 7 – Reposicionamento tarifário em um regime de regulação por preço-teto	66
Figura 8 – Apuração de perdas	77
Figura 9 – Possíveis problemas no procedimento de cálculo de perdas elétricas	79
Figura 10 – Possíveis problemas nas regras de repasse com base no valor normativo.....	85
Figura 11 – Possíveis problemas no cálculo da compra de energia	86
Figura 12 – Possíveis problemas no cálculo dos custos operacionais.....	94
Figura 13 – Sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica.....	95
Figura 14 – Possíveis problemas no cálculo da receita verificada	105
Figura 15 – Possíveis problemas no cálculo de outras receitas.....	109
Figura 16 – Causa do risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.	113
Fórmula 1 – Cálculo do índice de reposicionamento tarifário	67
Fórmula 2 – Cálculo da receita requerida.....	68
Fórmula 3 – Cálculo do valor da compra de energia.....	69
Fórmula 4 – Cálculo do volume de energia comprada.....	70
Gráfico 1 – Preços de repasse para diferentes preços de compra de energia.....	74
Quadro 1 – Delimitação da pesquisa	20
Quadro 2 – Visão geral sobre a teoria da agência	28
Quadro 3 – Definições e variáveis associadas ao conceito teórico de risco moral	61
Quadro 4 – Definição dos principais conceitos utilizados na dissertação.....	62
Quadro 5 – Modelo de análise das informações.....	63
Quadro 6 – Composição da parcela A	69
Quadro 7 – Composição da parcela B	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados da seleção de distribuidoras estudadas – período 2000-2003.....	54
Tabela 2 – Informações sobre as entrevistas realizadas	57
Tabela 3 – Balanço energético.....	70
Tabela 4 – Regras de repasse.....	72
Tabela 5 – Valores normativos para diversas fontes	73
Tabela 6 – Resultado da manipulação de perdas	75
Tabela 7 – Perdas consideradas nas revisões tarifárias	76
Tabela 8 – Exemplos de informações utilizadas no cálculo do valor normativo	80
Tabela 9 – Parâmetros dos estudos de viabilidade técnico-economicos e de diferentes usinas hidrelétricas	81
Tabela 10 – Imperfeição nas regras de repasse dos preços de compra de energia (em R\$/MWh)	83
Tabela 11 – Contratos entre partes relacionadas	83
Tabela 12 – Comparativo entre custos operacionais contábeis e os da empresa de referências	89
Tabela 13 – Custos adicionais informados pelas distribuidoras (em R\$).....	91
Tabela 14 – Impacto dos custos adicionais sobre o índice de reposicionamento tarifário (em %)	92
Tabela 15 – Aspectos do processo de reposicionamento tarifário questionados pelas distribuidoras.....	93
Tabela 16 – Exemplo de estrutura tarifária convencional	96
Tabela 17 – Exemplo de estrutura tarifária horosazonal azul	97
Tabela 18 – Projeção de mercado de venda da distribuidora hipotética Z (quantidade).....	98
Tabela 19 – Receita projetada da distribuidora hipotética Z (em R\$).....	98
Tabela 20 – Projeção manipulada de mercado de venda física da distribuidora hipotética Z (quantidade).....	100
Tabela 21 – Comparativo entre projeções reais e manipuladas de demanda e de energia (quantidade).....	101
Tabela 22 – Receita verificada manipulada da distribuidora hipotética Z (em R\$)	101
Tabela 23 – Comparativo entre projeções reais e manipuladas de receita (em R\$).....	101
Tabela 24 – Comparativo entre os valores de outras receitas projetados e realizados (R\$ mil) ..	108

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abradee	– Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica
Aneel	– Agência Nacional de Energia Elétrica
EVTE	– Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica
CAPM	– <i>Capital Assets Pricing Model</i>
CCC	– Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	– Contribuição de Desenvolvimento Energético
Cemat	– Centrais Elétricas Mato-grossenses
Cemig	– Companhia Energética de Minas Gerais
Coelba	– Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Coelce	– Companhia Energética do Ceará
Cofins	– Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Cosern	– Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	– Companhia Paulista de Força e Luz
Dnaee	– Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
Eletrobrás	– Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Energipe	– Empresa Energética de Sergipe
Enersul	– Empresa Energética de Mato Grosso do Sul
FGV	– Fundação Getúlio Vargas
IGPM	– Índice Geral de Preços do Mercado
MME	– Ministério de Minas e Energia
PIS	– Programa de Integração Social
Proinfra	– Programa Institucional de Infra-estrutura para Pesquisa e Pós-graduação
RGE	– Rio Grande Energia
RGR	– Reserva Geral de Reversão
TFSEE	– Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica
UHE	– Usina Hidrelétrica
UTE	– Usina Termelétrica
VN	– Valor Normativo
WACC	– <i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	13
1.2	PROBLEMA DE PESQUISA	15
1.3	OBJETIVO GERAL	18
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
1.5	DELIMITAÇÃO DA PESQUISA	18
1.6	RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA DO TEMA	20
1.7	LIMITAÇÕES DO ESTUDO	22
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	25
2.1	TEORIA DA AGÊNCIA: CONSIDERAÇÕES INICIAIS	25
2.2	EVENTOS CONTRATUAIS.....	29
2.3	PROBLEMAS DE AGÊNCIA.....	32
2.3.1	<i>Seleção adversa.....</i>	<i>33</i>
2.3.2	<i>Risco moral.....</i>	<i>34</i>
2.4	MECANISMOS PARA CONTROLAR PROBLEMAS DE AGÊNCIA	36
2.5	CUSTOS DE AGÊNCIA.....	40
2.6	TEORIA DA REGULAÇÃO	43
2.6.1	<i>Regime tarifário.....</i>	<i>46</i>
3	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	52
3.1	CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA	52
3.2	UNIVERSO DE ANÁLISE.....	53
3.3	TÉCNICAS DE COLETA DE DADOS	54
3.4	ANÁLISE DO MATERIAL COLETADO.....	58
4	ANÁLISE E DISCUSSÕES	64
4.1	REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO NO REGIME DE PREÇO-TETO.....	64
4.2	RECEITA REQUERIDA	68
4.2.1	<i>Cálculo da parcela A</i>	<i>68</i>
4.2.1.1	<i>O problema no cálculo do valor de compra da energia</i>	<i>74</i>
4.2.2	<i>Cálculo da parcela B</i>	<i>86</i>
4.2.2.1	<i>O problema no cálculo dos custos operacionais</i>	<i>88</i>
4.3	RECEITA VERIFICADA.....	94
4.3.1	<i>O problema no cálculo da receita verificada.....</i>	<i>99</i>
4.4	OUTRAS RECEITAS.....	105
4.4.1	<i>O problema no cálculo de outras receitas</i>	<i>106</i>
5	CONCLUSÕES	110
	REFERÊNCIAS	115
	APÊNDICES.....	121
	ANEXOS.....	125

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A política do Estado intervencionista, segundo Azevedo (1998), ocasionou o crescimento do aparelho do Estado, representado principalmente pela expansão das empresas públicas e sociedades de economia mista, e o esgotamento da capacidade de investimento do setor público.

Para Azevedo, tais circunstâncias levaram o governo a implantar o Programa Nacional de Desestatização (PND), que conduziu à diminuição do papel do Estado na prestação direta de serviços públicos e, conseqüentemente, à necessidade de fortalecimento das funções fiscalizadoras e reguladoras. Nesse contexto de mudanças surgiram as agências reguladoras (AZEVEDO, 1998).

A criação das agências reguladoras tinha os objetivos de propiciar condições favoráveis para o processo de concessão dos serviços públicos; regular determinados setores da economia ou de serviços concedidos (PECI, 1999); corrigir falhas de mercado¹ (MAJONE, 1999); e contribuir para o desenvolvimento econômico e social (PINTO e PIRES, 2000).

Para regular o setor elétrico brasileiro foi criada, em 1996, pela Lei n.º 9.427/96, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que começou a funcionar efetivamente em 2 de dezembro de 1997, após a edição do Decreto n.º 2.335/97 (BRASIL, 1996, 1997).

¹ Button e Belli (1991, 1997 *apud* GIFONI, 2002) elencam as seguintes falhas de mercado que devem ser corrigidas pela regulação: i) concorrência imperfeita (monopólio, oligopólio); ii) externalidades (positiva e negativa); iii) presença de monopólios naturais (em que a estrutura de custos só possibilita a permanência de um número reduzido de fornecedores); e iv) assimetria de informação.

Instituída pelo governo federal sob a forma de autarquia em regime especial², a Aneel tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica (PECI, 2001). Além disso, a Lei n.º 9.427/96 prevê que as atribuições da Aneel serão exercidas segundo políticas públicas emanadas do governo federal e do Congresso Nacional, cabendo-lhe ainda mediar administrativamente os conflitos entre empresas do setor e entre essas e os consumidores, além de exercer papel de poder concedente (MORAES, 1997).

A atribuição de poder concedente era exercida por meio da concessão, permissão e autorização para instalações e serviços de energia elétrica, enquanto a atribuição regulatória era exercida por meio de elaboração de regulamentos e normas, fiscalização, cálculo de tarifas, aplicação de sanções, estímulo à competição e ao cumprimento de metas de qualidade e de universalização (FISHER *et al.*, 2001).

A definição de tarifas tem significativa repercussão na sociedade e representa uma das principais funções exercidas pela Aneel. No segmento de distribuição de energia elétrica, as tarifas são calculadas em três momentos, a saber: i) nos reajustes tarifários anuais; ii) nas revisões tarifárias ordinárias e iii) nas revisões tarifárias extraordinárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005c).

Embora as notas técnicas com a proposta de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica reconheçam que os procedimentos regulatórios baseados nas análises de informações fornecidas pelas distribuidoras possam apresentar problemas relacionados à assimetria de informação, os reajustes tarifários anuais, as revisões tarifárias ordinárias e as revisões extraordinárias são executados utilizando, em maior ou menor grau, informações

² Para Meirelles (2004), autarquia em regime especial é aquela à qual a lei instituidora conferiu privilégios específicos e maior autonomia comparativamente às outras autarquias.

fornecidas pelas distribuidoras de energia elétrica. Para as mencionadas notas técnicas, essa questão é particularmente evidente quando a análise se refere à informação contábil das empresas, pois a possibilidade de manipulação ou *gaming* das informações pelas concessionárias é elevada, o que poderia conduzir a comportamentos oportunistas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

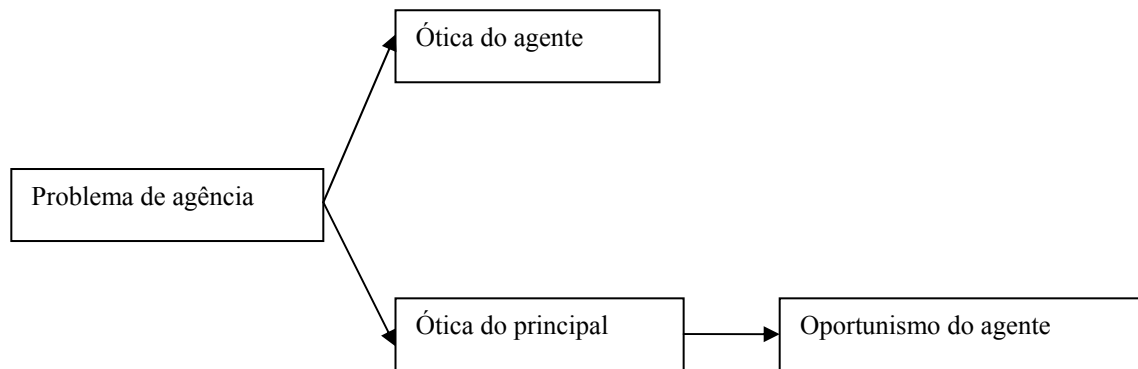
1.2 PROBLEMA DE PESQUISA

Segundo Jensen e Meckling (1976), na medida em que o principal e o agente possuem diferentes objetivos e diferentes visões acerca do trabalho, surgem condições necessárias à ocorrência dos problemas de agência. Esses problemas decorrem do fato de o agente, que deveria se comportar de modo que maximizasse o bem-estar do principal, possuir seus próprios interesses.

Gleason (2003) enfatiza que o problema de agência reside em como fazer com que o contratado (agente) atue conforme os interesses do contratante (principal) quando o contratado tem vantagem informacional e interesses diferentes do contratante. O autor identifica o problema da agência sob duas óticas: a ótica do principal e a ótica do agente.

Por um lado, sob a ótica do principal, o problema enfrentado diz respeito ao oportunismo do agente (figura 1). Dado o conflito de interesse, o agente pode tomar decisões em desacordo com o interesse do principal, a menos que haja monitoramento e supervisão. Nesse caso a tarefa do principal é minimizar o oportunismo por parte do agente (GLEASON, 2003).

Figura 1
Problemas de agência sob a ótica do principal



Elaboração do autor a partir de Gleason (2003).

Por outro lado, sob a ótica do agente, o problema diz respeito ao estabelecimento da agenda e das metas a serem cumpridas. Dado o fato de os agentes possuírem mais informações do que o principal, ou seja, o fato de haver assimetria de informação, os agentes podem usar seus recursos para redefinir metas e tarefas estabelecidas ou para mudar os objetivos, promovendo uma outra agenda, diferente da desejada pelo principal (GLEASON, 2003).

Conforme observou Jensen e Meckling (1976), os problemas de agência ocorrem em todas as organizações em que há esforços cooperativos, em cada nível gerencial, em universidades, em companhias de empréstimos, em cooperativas, em órgãos do governo e na relação entre regulador e firma regulada.

Na Administração Pública o problema de agência reside no fato de ser difícil para a Administração fiscalizar o comportamento do agente, já que esse pode agir de forma oculta (MATIAS-PEREIRA, 2004).

Na relação entre regulador e regulado o problema de agência está no fato de o regulado (agente) ter conhecimento profundo de suas atividades, etapas de produção e

estrutura de custos, enquanto o regulador (principal) não possui tais informações. Todavia, para incentivar as empresas reguladas a prestarem melhores serviços a preços justos, o regulador toma decisões subordinadas ao conjunto de informações fornecidas pelos regulados (PRZEWORSKI, 1998).

O órgão regulador tem, então, a difícil tarefa de fazer a firma regulada cumprir objetivos distintos dos seus, sem dispor de pleno controle e conhecimento das atividades desempenhadas por elas, tais como aspectos relacionados à aquisição de insumos, organização da produção e tecnologias empregadas.

Por meio da leitura das notas técnicas de revisão tarifária, observou-se que a Aneel solicitou informações às distribuidoras de energia elétrica para efetuar os estudos iniciais que subsidiaram o cálculo do índice de reposicionamento tarifário (anexo A). É razoável, então, supor a possibilidade de as distribuidoras manipularem certas informações de que dispõe com o objetivo de interferir a seu favor nos mecanismos de regulação e, assim, obter ganhos. Esse fenômeno é conhecido na literatura como risco moral e constitui um problema endógeno à regulação, caracterizado pelo oportunismo ativo, após um evento contratual, por meio do qual o regulado faz uso de informações privilegiadas, internas à firma (PIRES e PICCININI, 1999; WILLIANSO, 1989).

Tendo em vista que o problema do risco moral prejudica os interesses da coletividade e pode conduzir à captura do regulador, optou-se por estudar a possibilidade de ocorrência desse fenômeno no cálculo do índice de reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica. Assim, formulou-se a seguinte pergunta de pesquisa:

Existiu a possibilidade de ter ocorrido problema de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário de distribuidoras de energia elétrica?

1.3 OBJETIVO GERAL

Estudar o processo de reposicionamento tarifário de distribuidoras de energia elétrica, buscando identificar situações nas quais poderiam ocorrer problemas relacionados ao oportunismo ativo das distribuidoras de energia elétrica *ex post* a definição pela Aneel de procedimentos, metodologias e resoluções a serem utilizadas no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Complementando os objetivos gerais, a pesquisa buscou atender aos seguintes objetivos específicos:

- a) Descrever os procedimentos, metodologias e resoluções empregados no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
- b) Identificar situações sujeitas a problemas de assimetria de informação, conflito de interesse, monitoramento imperfeito, contrato incompleto e comportamento oportunista.
- c) Analisar a possibilidade de ocorrência de risco moral.

1.5 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

Em consonância com a teoria da agência, considerou-se a Aneel como o principal, pois é ela que possui informação incompleta sobre as atividades desempenhadas pelas distribuidoras e tem a função de fazer com que essas últimas atuem de maneira eficiente e com qualidade.

As distribuidoras de energia elétrica foram consideradas como agentes, pois elas são conhecedoras profundas do segmento de distribuição de energia e, em princípio, deveriam atuar conforme os ditames da Aneel, porém, a despeito disso, possuem seus próprios interesses.

A análise dos problemas de risco moral concentrou-se em uma das etapas da revisão tarifária ordinária, qual seja: cálculo do índice de reposicionamento tarifário. Logo, os problemas de risco moral, que possam ocorrer em outras etapas da revisão tarifária ordinária (cálculo do fator X e realinhamento tarifário), não serão tratados nesta pesquisa.

Também não serão abordados problemas de risco moral que eventualmente possam surgir nos reajustes tarifários anuais, nas revisões tarifárias extraordinárias e no cálculo de tarifas ou preços de outros segmentos do setor elétrico, tais como geração, transmissão ou comercialização de energia elétrica.

O arcabouço teórico utilizado é constituído pela teoria da agência, pela teoria dos custos de transação e pela teoria da regulação. A razão da escolha de mais de uma teoria se deve à necessidade de aprofundar a compreensão do fenômeno estudado e à busca por respostas adequadas para a pergunta de pesquisa, pois, como afirmou Jensen (1994), nenhuma teoria em si é perfeita.

O ponto de partida para a análise foi a ótica do regulador (principal). O nível de análise utilizado foi o micro, recaindo sobre a interação entre a Aneel e as distribuidoras de energia elétrica no âmbito do cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

O risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário constituiu a dimensão analisada nesta pesquisa, pois representa, ao mesmo tempo, uma dimensão endógena da

regulação (PIRES e PICCININI, 1999) e uma forma ativa de oportunismo após um evento contratual (WILLIAMSON, 1989).

O foco da análise esteve sobre a probabilidade de comportamentos oportunistas como decorrência da presença de assimetria de informação, conflito de interesse, eventos contratuais incompletos e monitoramento imperfeito nos procedimentos, metodologias e resoluções empregados pela Aneel.

A unidade de análise foi composta pelos procedimentos, metodologias e resoluções empregadas pela Aneel no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

O quadro 1 resume os principais aspectos da delimitação da pesquisa

Quadro 1

Delimitação da pesquisa

Delimitação	Descrição
Principal	Regulador (Aneel).
Agente	Regulados (distribuidoras).
Teorias utilizadas	Teorias da agência, dos custos de transação e da regulação.
Ponto de partida para a análise	Ótica do regulador.
Nível de análise	Micro.
Aspecto analisado	Cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
Dimensão analisada	Risco moral (variável dependente).
Foco de análise	Comportamentos oportunistas (variável dependente).
Variáveis independentes	Assimetria de informação, monitoramento imperfeito, conflito de interesse e eventos contratuais incompletos.
Unidade de análise	Procedimentos, metodologias e resoluções.

Elaboração do autor.

1.6 RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA DO TEMA

A escolha do tema pode ser justificada do ponto de vista acadêmico e do ponto de vista aplicado.

No que se refere à justificativa acadêmica, alguns autores observam que um dos maiores problemas enfrentados pelo regulador diz respeito à assimetria de informação. Para

que o órgão regulador atue de forma que possa extrair da empresa regulada a prestação de serviço eficiente ele necessita de informações detalhadas sobre as atividades econômico-financeiras e operacionais das empresas.

As melhores fontes de obtenção dessas informações são as próprias empresas reguladas, pois elas são as detentoras das informações consideradas relevantes. Essa forma de adquirir informações, contudo, pode levar ao aparecimento de problemas de oportunismo da firma regulada. Além disso, a busca de informação é um processo oneroso para o regulador e, na maior parte dos casos, não é do interesse dos regulados (PINTO e PIRES, 2000).

Autores como Maciel e Villela (1999), bem como Coelho e Fisher (2002), enfatizam a necessidade de os reguladores estabelecerem mecanismos para contrabalançar as desvantagens de informação e os problemas deles decorrentes. Segundo eles, havendo incerteza e risco moral nas relações entre reguladores e regulados, e sendo os contratos notoriamente passíveis de lacunas e de imperfeições, seria recomendável a criação de uma base de controle que fiscalize as relações entre os agentes e aplique sanções e penalidades no caso de comportamentos comprovadamente oportunistas.

À medida que trata de problemas específicos na relação regulador-regulado em um contexto determinado, espera-se também que este trabalho fomente o debate em torno do tema e contribua para trabalhos de outros pesquisadores e estudantes.

No que se refere à aplicabilidade empírica da pesquisa, destaca-se a importância econômica e social do setor de distribuição (anexo B). A interação entre a Aneel e as distribuidoras no âmbito do cálculo do reposicionamento tarifário acarreta consequências para a sociedade e governo, pois apenas as dez distribuidoras selecionadas para o estudo foram

responsáveis por: i) faturamento superior a R\$ 13 bilhões³; ii) pagamento de encargos tarifários e contribuições ao governo superiores a R\$ 3 bilhões⁴; iii) cobertura de área de concessão de quase 3 milhões de km² (aproximadamente 35% do território nacional); iv) atendimento de mais de dezoito milhões de unidades consumidoras; v) fornecimento de energia elétrica para mais de dois mil municípios, o que representa mais de 36% dos municípios brasileiros (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

Dessa forma, conforme as medidas praticadas pelo regulador, os consumidores podem ser prejudicados ou beneficiados, as firmas podem ter lucros ou prejuízos, os investimentos podem ser incentivados ou inibidos.

1.7 LIMITAÇÕES DO ESTUDO

Este estudo apresenta limitações que devem ser explicitadas ao leitor. No entanto, deve-se ressaltar que essas limitações não invalidam os resultados e as conclusões desta pesquisa.

Em primeiro lugar, a pesquisa foi realizada, essencialmente, sob a ótica do principal (Aneel). A razão disso se deveu à maior facilidade em aplicar as técnicas de coleta de dados (pesquisa documental e entrevistas), em contraposição à aplicação das mesmas técnicas às distribuidoras de energia elétrica selecionadas, pois a própria natureza da investigação dificultaria a colaboração das distribuidoras de energia elétrica selecionadas.

³ Estimativa para o ano de 2003 a partir das notas técnicas de revisão tarifária.

⁴ Os principais encargos tarifários recolhidos ao governo são: conta de consumo de combustíveis (CCC); conta de desenvolvimento energético (CDE); reserva global de reversão (RGR); e taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica (TFSEE). As contribuições são o PIS e a COFINS. Estimativa para o ano de 2003.

A análise do problema de pesquisa sob a ótica do principal não permite afirmar categoricamente a existência ou não de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

Em consonância com a pergunta e com os objetivos da pesquisa, optou-se, por meio de pesquisa documental e de entrevistas, analisar indícios, no processo de reposicionamento tarifário, que permitiriam inferir sobre a possibilidade de ter ocorrido problemas de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário de distribuidoras de energia elétrica.

Em virtude de o risco moral ser um risco inobservável e não verificável facilmente pelo principal, já que esse risco caracteriza-se por ações ocultas do agente (ARROW, 1968; AZEVEDO, FARINA e SAES, 1997), optou-se também por analisar situações em tese que poderiam perfeitamente ter ensejado problemas de risco moral. A descrição de tais situações hipotéticas foi realizada com auxílio das entrevistas e, apesar de algumas delas não terem sido detectadas na prática durante o processo de reposicionamento, poderiam perfeitamente ter ocorrido, principalmente em vista das falhas existentes nos mecanismos de monitoramento e de controle da ANEEL. Por tais razões, poder-se-á encontrar, ao longo do texto, a utilização de orações condicionais e de exemplos baseados na pesquisa documental e nas entrevistas.

A escassez de documentos produzidos pelas distribuidoras e por suas associações a respeito do tema pesquisado também contribuiu para que se optasse pela ótica do regulador. Além disso, todas as distribuidoras estudadas se situam fora do Distrito Federal (local de realização da pesquisa), o que acarretaria elevados custos com deslocamentos e dispêndio de tempo na coleta do material que poderiam comprometer o cronograma de execução desta dissertação.

Eventualmente, outras limitações surgiram em decorrência de as revisões tarifárias de distribuidoras de energia elétrica ainda serem um processo recente no Brasil⁵. Além disso, a metodologia de revisão tarifária e o marco legal regulatório encontram-se em construção, tendo sofrido aprimoramentos e alterações a partir de 2003. Essas alterações decorrem tanto de novas regulamentações editadas pelo governo como de aprimoramentos implementados pela própria Aneel.

Por tais motivos foram analisados somente os reposicionamentos tarifários de distribuidoras de energia elétrica com data de revisão tarifária estabelecida contratualmente para o mês de abril de 2003. Destaca-se, contudo, que os reposicionamentos tarifários previstos para ocorrerem em abril de 2003 não necessariamente foram concluídos naquela dada. Algumas distribuidoras tiveram o cálculo do seu índice de reposicionamento finalizado somente em 2004 e 2005. Apesar disso, os cálculos foram executados sob as mesmas regras (procedimentos, metodologias e resoluções) estabelecidas em 2003.

Vale ressaltar que as distribuidoras selecionadas pela pesquisa são grandes distribuidoras e representativas do mercado de distribuição de energia elétrica brasileiro. Essas distribuidoras estão presentes em 9 Estados da federação, em diferentes regiões do país, sendo 2 situadas no Centro-Oeste, 4 no Nordeste, 2 no Sudeste e 2 no Sul do país.

Por fim, ressalta-se que as limitações explicitadas em nada invalidam a possibilidade de generalização dos resultados para outros casos que envolvem risco moral na relação entre regulador e regulado, pois o que se busca analisar é uma dimensão da regulação e de oportunismo, provavelmente praticadas por firmas que sofrem imposições e restrições em face da atuação regulatória.

⁵ As revisões tarifárias de distribuidoras de energia elétrica começaram a ser realizadas sistematicamente no Brasil a partir de 2003.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nenhuma teoria do comportamento regulatório tem sido capaz de, sozinha, explicar totalmente as motivações e os impactos da regulação, pois essa trata de fenômeno muito complexo para ser caracterizado por um conjunto de equações. Isso permite que as teorias existentes não sejam mutuamente excludentes (BERG; TSCHIRHART, 1988).

Tendo em vista essas considerações, nesta dissertação utilizou-se contribuições das teorias da agência, dos custos de transação e da regulação. Não se utilizou uma seção específica para tratar das contribuições da teoria dos custos de transação, visto que os conceitos ligados a essa teoria estão inseridos na Seção 2.2. As contribuições da teoria da regulação, por sua vez, constam da Seção 2.6.

2.1 TEORIA DA AGÊNCIA: CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As raízes da teoria da agência surgem a partir de trabalhos sobre a natureza do comportamento cooperativo na organização e sobre as relações de emprego. Posteriormente, durante as décadas de 60 e 70, economistas como Arrow (1968) estudaram o problema do compartilhamento de risco entre os indivíduos que atuavam de forma cooperativa. A partir desses estudos, a teoria da agência ampliou a literatura do risco compartilhado para incluir o então chamado problema da agência (EISENHARDT, 1989).

No início, a teoria da agência abordava a habilidade do principal para controlar as ações do agente. Atualmente, a teoria da agência tem focado seus estudos mais nos fatores que influenciam o relacionamento dentro da agência do que no controle do relacionamento. Modelos mais refinados da teoria da agência passaram a considerar suposições a respeito da

natureza do relacionamento, do local de ação e do efeito do tempo sobre o relacionamento (WORSHAM, 2003).

Um relacionamento de agência é definido como um contrato (sistema de compensação) sob o qual pessoas (principal) encarregam outras (agente) para executar atividades de seu interesse, numa espécie de comportamento cooperativo. Esses indivíduos, contudo, não são sócios e nem estão legalmente em situação de igualdade (JENSEN e MECKLING, 1976).

Segundo Lane (2003), o agente é aquele indivíduo que trabalha para o principal, aconselhando-o, sugerindo ações e tomando decisões no interesse do principal. Em troca, os agentes são recompensados por meio de salários, bonificações ou outros tipos de retribuição.

Para Matias-Pereira (2004), a teoria da agência estuda o relacionamento em mercados imperfeitos e com níveis diferenciados de acesso às informações para a tomada de decisões. Nesse caso, conforme Przeworski (1998), os agentes possuem vantagens, pois têm certas informações que os principais não observam. Eles possuem conhecimento privilegiado sobre suas próprias capacidades, notando coisas que os principais não podem ver, dispondo de um conjunto de possíveis comportamentos a adotar que dificilmente serão observáveis pelo principal. Em certos casos, os agentes podem executar atividades sem o conhecimento do principal.

De uma maneira geral a literatura da agência foca quase que exclusivamente em aspectos normativos do relacionamento, isto é, na estrutura do relacionamento entre o principal e o agente que fornece incentivos para a maximização do bem-estar do principal num ambiente de incerteza e de monitoramento imperfeito (JENSEN e MECKLING, 1976).

Na visão de Eisenhardt (1989) a teoria da agência está interessada em uma teoria geral do relacionamento entre principal e agente, que pode ser aplicada ao relacionamento entre empregadores e empregados, clientes e advogados, vendedores e compradores e em outros tipos de relacionamentos.

Outros autores vão além e defendem a possibilidade de a teoria da agência ser generalizada para abranger muitos agentes, vários níveis hierárquicos e diversas tarefas (FOSS, LANDO e THOMSEN, 1998).

Os exemplos clássicos de relacionamento de agência, segundo Lane (2003), são os relacionamentos entre o paciente e o médico, entre a companhia de seguro e o segurado e entre o senhorio e o inquilino. Ainda, segundo o autor, a teoria da agência também poder ser empregada para analisar contratos de trabalho.

Recentemente, a literatura da agência tem tratado de uma variedade de situações que vai desde o nível macro, como a política regulatória, até o nível micro, como as questões ligadas aos interesses próprios dos indivíduos (EISENHARDT, 1989).

A suposição básica da teoria da agência é a de que há assimetria de informação no relacionamento entre o principal e o agente. O principal não consegue observar diretamente o comportamento do agente, ou o agente conhece outros aspectos do trabalho desconhecidos do principal (FOSS; LANDO e THOMSEN, 1998).

Para Jensen (1994), pelo fato de as pessoas possuírem seus próprios interesses, há conflitos sobre algumas questões durante os esforços cooperativos em sociedades, corporações, famílias e organizações sociais.

O quadro 2 apresenta uma visão esquemática de Eisenhardt (1998) sobre os pressupostos da teoria da agência.

Quadro 2

Visão geral sobre a teoria da agência

Aspectos da teoria	Explicação
Idéia central	O relacionamento agente-principal deve se refletir na eficiência da informação e em riscos suportáveis.
Unidade de análise	O contrato entre o principal e o agente.
Hipóteses humanas	Interesses pessoais, racionalidade limitada e aversão ao risco.
Suposições a respeito da organização	Apresenta conflitos entre seus membros e assimetria de informação entre o principal e o agente.
Suposição a respeito da informação	A informação é tida como uma mercadoria que pode ser adquirida.
Problemas contratuais	Problema de agência (risco moral e seleção adversa) e de compartilhamento de riscos.
Problema dominante da teoria	Relacionamentos nos quais os principais e os agentes têm diferentes objetivos e diferentes propensões ao risco.

Fonte: Eisenhardt (1989).

Segundo Eisenhardt (1989), a teoria da agência tem se desenvolvido ao longo de duas linhas de pesquisa: a linha positivista e a do principal-agente. As duas correntes partilham a mesma unidade de análise, as mesmas suposições sobre indivíduos, organização e informação. Essas duas linhas da teoria divergem, contudo, no que diz respeito ao tipo de abordagem.

A perspectiva positivista preocupa-se em identificar situações na qual provavelmente há conflitos de interesse entre o agente e o principal. A partir daí, busca a identificar mecanismos de governança que limitariam o comportamento do agente em desacordo com o esperado pelo principal. Os pesquisadores positivistas focam quase que exclusivamente nos casos especiais de relacionamento de proprietários e de administradores de organizações públicas (EISENHARDT, 1989).

A segunda corrente da teoria da agência diz respeito à perspectiva do principal-agente. Essa perspectiva foca na determinação do contrato ótimo entre o principal e o agente. O modelo simples mostra que os objetivos de ambos são conflitantes, que os resultados da ação do agente são facilmente mensurados e que esse último é mais avesso ao risco do que o principal (EISENHARDT, 1989).

As perspectivas positivistas e do principal-agente, contudo, são complementares. Enquanto a corrente positivista identifica várias alternativas de contrato, a corrente do principal-agente identifica os contratos mais eficientes sob vários níveis de incerteza de resultado, de aversão ao risco e de nível de informação (EISENHARDT, 1989).

2.2 EVENTOS CONTRATUAIS

Pesquisadores da teoria da agência referem-se às corporações modernas como um nexo de contratos, pois esses últimos constituem a essência do relacionamento entre a firma, os empregados, empregadores, fornecedores, clientes e credores (JENSEN e MECKLING, 1976).

À medida que delineiam ou especificam relacionamentos de agência, os contratos são vistos como mecanismos para resolver, *ex ante*, os problemas decorrentes do não-alinhamento de interesses entre o principal e o agente, (MARTIN, 2001). Assim, a função do contrato é regular o relacionamento de agência de modo que estabeleça quais deverão ser as ações e os resultados produzidos pelo agente e quanto ele receberá por isso (LANE, 2003).

Os contratos podem ser implícitos ou explícitos. Os contratos implícitos são baseados em expectativas não escritas, tais como cultura organizacional e regras de comportamento social. Já os contratos explícitos são baseados em documentos de

cumprimento obrigatório, tais como regimento interno, acordo de acionistas e contratos de emprego (MARTIN, 2001).

Em sendo a unidade de análise da teoria da agência (quadro 2), o foco da teoria recai sobre a determinação do contrato mais eficiente para gerenciar o relacionamento entre principal e o agente (EISENHARDT, 1989). Apesar disso, dificilmente esse contrato será perfeito, haja vista o fato de o agente conhecer mais sobre o trabalho do que o principal e saber como sua atuação pode influenciar positivamente ou negativamente nos resultados (LANE, 2003).

Um outro componente que dificulta a elaboração e a execução de contratos é a incerteza. A teoria dos custos de transação ressalta que há incerteza de três naturezas: i) incerteza primária, ii) incerteza secundária e iii) incerteza conductista.

A incerteza primária se refere às informações relacionadas às alterações no âmbito institucional como, por exemplo, alterações em determinados padrões comportamentais dos consumidores ou mesmo modificação de leis, que apresentam influência direta ou indireta na transação em questão. A incerteza secundária, por sua vez, caracteriza-se pelo desconhecimento, geralmente por falta de comunicação adequada, de elementos de natureza estratégica importantes para os agentes que se relacionam em torno de uma transação. Nesse caso, o que ocorre são falhas na troca de informações entre os agentes de sorte que um não sabe exatamente onde o outro pretende chegar. Por fim, a incerteza conductista é àquela decorrente do desconhecimento do padrão de comportamento dos parceiros com os quais uma determinada organização realiza suas transações (WILLIAMSON, 1989).

No campo organizacional a fonte fundamental de incerteza decorre do suposto de racionalidade limitada. Não fosse esse aspecto, as estruturas de governança seriam capazes de ajustar-se às alterações havidas no ambiente (ARBAGE, 2003).

Ao ser um dos pressupostos empregados pela economia dos custos de transação⁶ (COASE, 1937 e WILLIAMSON, 1996), a racionalidade limitada caracteriza-se como uma forma semiforte de racionalidade em que se supõe que os atores econômicos são intencionalmente racionais, mas devido às limitações de natureza cognitiva, isto é, da restrita capacidade humana de receber, armazenar, reter e processar informações, apenas parte do conjunto de conhecimentos e informações consegue ser processada individualmente (WILLIAMSON, 1996).

Para Simon (1965), o indivíduo é limitado na sua racionalidade pela extensão do conhecimento e das informações de que dispõe, o qual se revela, segundo Arbage (2003), pela impossibilidade de os agentes econômicos dominarem a totalidade das informações necessárias à tomada de decisão.

Na visão de Williamson (1989), várias são as condições que, se presentes, tornam os contratos efetivamente incompletos. Além da racionalidade limitada, o autor cita a imprevisibilidade de contingências futuras.

Ao Corroborar a afirmação de Williamson (1996), Gifoni (2002) acrescenta que em razão das muitas contingências associadas (tecnologia, preço dos insumos, ambiente regulatório) e da imprevisibilidade de sua ocorrência, o contrato dificilmente será completo. Ademais, segundo Coase (1937), o custo de aquisição das informações para a elaboração de contratos é bastante elevado e pode contribuir para que eles se tornem incompletos.

⁶ Coase (1937) define os custos de transação como aqueles decorrentes fundamentalmente da tentativa de obtenção de informações de mercado, da negociação e do estabelecimento dos contratos, incluindo, nesse caso, custos de monitoramento das cláusulas acordadas. Williamson (1996), por sua vez, define os custos de transação como *ex-ante* ou *ex-post*. Os custos *ex ante* se referem aos custos de negociação, cumprimento e salvaguarda de um contrato por meio de cláusulas meticulosas que permitem o monitoramento contratual entre as partes, definindo preços, quantidades e a duração do contrato. Já os custos *ex post* dizem respeito aos custos de adaptação e ajustamento quando da execução do contrato. Esses custos tomam várias formas, como mal adaptação das condições contratuais, eventuais renegociações, bem como o descumprimento de cláusulas contratuais previamente estabelecidas.

Adicionalmente aos argumentos da racionalidade limitada de Williamson, Eisenhardt (1989) acrescenta ainda o fato de os seres humanos agirem em favor de seus próprios interesses, estando propensos ao oportunismo.

Em relação ao oportunismo, Williamson (1989) o define como a busca de auto-interesse com astúcia, caracterizado por comportamentos como mentir, roubar, lograr formas sutis de enganar, revelar informação de forma distorcida ou incompleta, ofuscar e confundir.

Na visão Arbage (2003), o pressuposto de que os agentes podem se comportar de forma oportunista insere um componente de incerteza nas relações comerciais, pois não há como prever exatamente o comportamento dos agentes mesmo após a confecção de contratos. Segundo o autor, quanto maior o nível de oportunismo constatado no padrão comportamental dos agentes, e quanto menos informações estejam disponíveis para a tomada de decisão, tanto maior é o risco de as transações deixarem de acontecer como foram planejadas.

Para Matias-Pereira (2006) a conduta oportunista é verificada quando uma parte envolvida em um determinado contrato procura se aproveitar, à custa da outra parte, do processo de renegociação do referido contrato. Isso acaba por refletir no padrão de relacionamento entre os agentes econômicos (ARBAGE, 2003).

2.3 PROBLEMAS DE AGÊNCIA

Para Kassai, Kassai e Nossa (2000), os problemas fundamentais do agenciamento dizem respeito às questões relativas ao comportamento dos agentes e à assimetria de informação.

Em relação à assimetria de informação, Lane (2003) observa que a elaboração do primeiro melhor contrato (*first-best contracts*) entre o principal e o agente pode ser realizada mais facilmente quando há completa informação, algo impossível na prática.

Ao assumirem o fato de não haver completa informação, surge a dificuldade de selecionar-se dentre os vários *second-best contracts* factíveis. Essa dificuldade relaciona-se com a escolha do agente, com a negociação do contrato, com o monitoramento do agente e com a avaliação dos resultados, e são, resumidamente, chamados pela literatura de seleção adversa e risco moral (LANE, 2003).

2.3.1 Seleção adversa

Segundo Lane (2003), a seleção adversa refere-se ao oportunismo antes da elaboração do contrato, denotando, sob a ótica do principal, a dificuldade em se descobrir a verdadeira natureza do agente.

Para Eisenhardt (1989), a seleção adversa diz respeito à não-observação de todas as habilidades do agente. O argumento é que os agentes podem afirmar ter certas habilidades ou experiências, quando eles são contratados, que não são passíveis de verificação no momento da contratação ou enquanto o agente está desempenhando o trabalho.

Na visão de Pinto e Pires (2000), a seleção adversa decorre do custo de acesso à informação e consiste no fato de a seleção ocorrer de forma ineficiente, portanto, adversa, em razão da assimetria de informação entre os ofertantes e demandantes.

Segundo os autores, sob a ótica contratual, a seleção adversa é vista como comportamentos oportunistas derivados de assimetria de informações em nível pré-contratual, já que prejudicam a operação das transações antes mesmo do estabelecimento do contrato, pois, para firmar o contrato, uma parte necessita de informações sobre a natureza das operações da outra parte. Essas informações, contudo, nem sempre são fornecidas, podendo algumas serem omitidas no momento da definição do contrato (PINTO e PIRES, 2000).

2.3.2 Risco moral

Segundo Lane (2003), o risco moral, ou *moral hazard*, refere-se à dificuldade do principal em monitorar o comportamento do agente.

Na visão de Eisenhardt (1989), o risco moral diz respeito a comportamentos oportunistas por parte do agente no desempenho de suas atribuições, já que o agente pode simplesmente não se esforçar para cumprir o acordado com o principal, pois ele sabe que o principal não pode detectar precisamente o seu comportamento (monitoramento imperfeito). Esse risco ocorre, segundo Kreps (1990), após uma situação de acordo formal ou tácito em que uma parte assume compromissos perante outra (evento contratual).

Na visão de Williamson (1989), o risco moral refere-se a uma mudança de comportamento por incentivos após o evento contratual. Segundo o autor o problema do risco moral está ligado ao custo das garantias do futuro comportamento do agente por não ser possível garantir sem custos o comportamento da outra parte após a contratação. A outra parte pode ter condições e incentivos para alterar o seu comportamento, dadas as condições estabelecidas pela relação contratual. Isto é, o agente pode, após a contratação, agir de forma diferente de como agiria se fosse o único beneficiário de seus esforços, visto que contratos são incompletos.

De acordo com Mankiw (1998), o risco moral caracteriza-se pela possibilidade de comportamento desonesto em situações em que o comportamento do agente é monitorado de forma imperfeita pelo principal. Sob essa ótica, pode-se inferir que o principal também concorre para o surgimento do problema de risco moral.

No nível contratual, o risco moral é fruto de comportamentos oportunistas posteriores à elaboração do contrato, podendo também ocorrer ao longo da execução do

contrato. O risco moral, portanto, difere da seleção adversa, já que essa é anterior à contratação, ao passo que, aquela, é posterior (MANKIWI, 1998).

Para Arrow (1968), o conceito de risco moral transmite a idéia de risco de desvio de comportamento considerado ético, e por isso, moral. O risco é a probabilidade de as partes aproveitarem-se das imperfeições inerentes às condições estabelecidas no arranjo contratual. A parte menos informada (principal) não consegue controlar as ações da outra parte (agente), mais informada, ou não consegue tomar medidas que façam com que o contrato seja cumprido.

O risco moral é, portanto, um risco de comportamento inobservável para o principal por se tratar da possibilidade de ações ocultas do agente (ARROW, 1968). As ações ocultas do agente, segundo Azevedo, Farina e Saes (1997), caracterizam-se por não serem observáveis ou verificáveis pelo principal.

Para os autores uma ação não é observável se o principal é incapaz de avaliá-la em qualidade e/ou quantidade. Por sua vez, a ação é não verificável se o principal não tiver meios de provar o que observou (AZEVEDO, FARINA e SAES, 1997).

Azevedo, Farina e Saes (1997) argumentam que a assimetria de informação é uma das condições necessária para que se verifique o risco moral. A assimetria de informação é entendida como o acesso às informações em quantidade e qualidade diferentes entre o agente e o principal (VIEIRA, 2005). Isso implica em uma das partes possuir *a priori* ou adquirir no decorrer da vigência do contrato uma informação privilegiada (AZEVEDO, FARINA e SAES, 1997).

Além da assimetria de informação, outra condição necessária para que se verifique o risco moral é a divergência de interesses. Isso propicia, à parte possuidora da informação

(agente), ao fazer uso desse privilégio em seu benefício, o prejuízo da parte com quem transaciona (AZEVEDO, FARINA e SAES, 1997).

Essa divergência de interesse, segundo Eisenhardt (1989), seria o principal problema da agência, pois é difícil para o principal verificar o que os agentes estão fazendo, se esses estão atuando em seus próprios interesses ou se estão atuando no interesse do principal. Esse problema ocorre fundamentalmente diante do monitoramento imperfeito, ou seja, quando o principal não tem como verificar como o agente está se comportando.

2.4 MECANISMOS PARA CONTROLAR PROBLEMAS DE AGÊNCIA

Conforme a variável que esteja sendo analisada, a teoria da agência fornece explicações para a redução dos problemas de agenciamento. Nesse sentido, duas correntes da teoria da agência se destacam: a positivista e a do principal-agente. Essas correntes utilizam o mesmo conjunto de variáveis, quais sejam: programabilidade da tarefa, duração do relacionamento, sistemas de informações e efeitos dos contratos (EISENHARDT, 1989).

A programabilidade da tarefa é definida pela possibilidade de especificação do comportamento do agente. Do ponto de vista da tarefa executada pelo agente, observa-se que as tarefas programadas facilitam a observação. Os comportamentos dos agentes que executam tarefas programadas são mais fáceis de observar e avaliar. Assim, quanto maior a programabilidade da tarefa, maior é o incentivo à utilização de contratos orientados para o comportamento⁷ do agente, pois nesse caso as informações sobre o comportamento são mais facilmente determináveis. No sentido inverso, quanto menor a programabilidade das tarefas

⁷ De acordo com a perspectiva do principal-agente, diante de informação completa o contrato orientado para comportamento seria mais eficiente para reger a relação entre o principal e o agente do que um contrato orientado para resultados (EISENHARDT, 1989).

mais recomendado será a utilização de contratos orientados para resultados⁸ (EISENHARDT, 1989).

Quando o principal e o agente se relacionam por um longo período de tempo, parece razoável que o principal aprenda sobre o agente e seja capaz de avaliar o comportamento mais facilmente. Em períodos curtos de relacionamento, a assimetria de informação entre o principal e o agente será provavelmente grande, fazendo com que, nesses casos, contratos baseados em resultados sejam mais atrativos do que contratos baseados no relacionamento. Assim, o tempo de duração do relacionamento entre principal e agente é positivamente relacionado ao contrato baseado no comportamento e negativamente relacionado ao contrato baseado em resultados, ou seja, quanto maior a duração do relacionamento melhor seria a utilização de contratos baseados no comportamento e, quanto menor a duração desse relacionamento, mais indicado seria a utilização de contratos baseados em resultados (EISENHARDT, 1989).

Os sistemas de informação ajudam a controlar o oportunismo do agente na medida em que esses sistemas possibilitam explicitar para o principal o que o agente está fazendo, ou seja, como o agente está se comportando. Assim, quando o principal tem informação suficiente para verificar o comportamento do agente, este provavelmente se comportará da maneira esperada pelo principal, limitando o oportunismo (EISENHARDT, 1989).

No caso da presença de informação incompleta, ou seja, quando o principal não sabe exatamente qual o comportamento do agente, um contrato orientado para resultados, em princípio, seria mais eficiente do que um contrato orientado para o comportamento, pois o

⁸ O contrato orientado para resultados motiva o comportamento dos agentes de acordo com o esperado pelo principal, já que os interesses do agente e do principal passam a ser convergentes. Isso faz com que o conflito de interesse seja reduzido, pois os ganhos para o principal e o para o agente dependem das mesmas ações (EISENHARDT, 1989).

agente tem seus próprios interesses e na presença de assimetria de informação ele pode atuar ou não conforme o acordado com o principal (EISENHARDT, 1989).

Quanto aos efeitos dos contratos, Eisenhardt (1989) menciona que o contrato orientado para resultados tem a vantagem de transferir para o agente o risco de não se atingir os resultados, pois variáveis que podem causar efeitos incontrolláveis sobre os resultados acordados, tais como políticas de governo, condições econômicas, ação de concorrentes e mudança tecnológica, independem do comportamento do agente.

Assim, quando a incerteza sobre os resultados é baixa, os custos do risco para o agente são baixos e os contratos orientados para resultados não são onerosos, tornando atrativa a sua utilização. À medida que a incerteza aumenta, tornam-se, contudo, excessivamente dispendiosos os contratos orientados para resultados, dificultando a transferência do risco para o agente. Nesse caso, a melhor opção seria a utilização de contratos orientados para o comportamento (EISENHARDT, 1989).

Segundo Eisenhardt (1989), uma questão que deve ser considerada quando do emprego dos contratos orientados para resultados ou para o comportamento é a relação custo-benefício, ou seja, o custo de se medir o comportamento do agente *vis-à-vis* os resultados produzidos por ele.

Jensen e Meckling (1976) citam outros mecanismos para controlar os problemas de agência. Esses mecanismos incluem sistemas de incentivo, de punições e de monitoramento (controles e fiscalizações).

Para Gleason (2003), o problema de agência é uma questão eminentemente de controle, que pode se dar em dois momentos diferentes: antes ou depois da ocorrência do dano ou da irregularidade.

Para o autor, o controle *a priori* se dá antes de o agente tomar posição, quando as conseqüências são únicas e difíceis de serem monitoradas (heterogêneas), devendo ser utilizadas pelos administradores em determinadas atividades e assuntos, sendo do tipo regulação e orçamento. Já o controle *a posteriori* se dá depois que as conseqüências são conhecidas, sendo utilizadas quando as conseqüências são homogêneas e fáceis de serem monitoradas. Esse controle é implementado por meio de arranjos contratuais com premiações, penalidades e sanções (GLEASON, 2003).

Gleason (2003) menciona ainda que o oportunismo do agente pode ser evitado por meio da constituição de incentivos. Os incentivos podem ocorrer na forma positiva (recompensas, repartição de lucros) ou negativa (sanções e desencorajamentos).

Para Williamson (1989) a sinalização e a varredura são dois mecanismos básicos de diminuição de assimetrias visando amenizar o oportunismo pré-contratual (seleção adversa).

A sinalização diz respeito à emissão de sinais e ao fornecimento de informações por parte do agente que a detém. Nesse caso, quem recebe a informação deve confiar na sinalização enviada (WILLIAMSON, 1989). Azevedo, Farina e Saes (1997) exemplificam a utilização desse mecanismo ao mencionar o caso de um vendedor – em um mercado com bens de diferentes qualidades e informação imperfeita – que, para convencer o comprador da qualidade do bem, fornece a esse informações confiáveis por meio de certificados de qualidade e de garantia (sinalização).

A varredura, por sua vez, ocorre quando a informação assimétrica é revelada por iniciativa da outra parte. É a busca de informações, por meio de incentivos, que atraíam somente aqueles que possuam a informação desejada (WILLIAMSON, 1989).

Diante do risco moral, os possíveis mecanismos a adotar seriam: monitoramento, contratos de incentivo e criação de compromisso. O monitoramento diz respeito a uma espécie de auditoria independente das condições de execução do contrato, possibilitando a percepção de comportamentos inapropriados mesmo antes de eles ocorrerem. Os contratos de incentivo são mecanismos contratuais por meio dos quais se buscam realizar a convergência de interesses entre o principal e o agente mediante incentivos ao alinhamento de comportamentos. A criação de compromissos (*commitments*) busca, por meio da posse conjunta de ativos, reduzir o risco de oportunismo do tipo carona – *free-riding* (WILLIAMSON, 1989).

É importante ressaltar que os mecanismos de incentivo e recompensas que visam controlar os problemas de agência podem falhar (GLEASON, 2003) e gerar ambientes de desconfiança que minem as possibilidades de cooperação e reduzam as eficiências (COLL, 2002).

2.5 CUSTOS DE AGÊNCIA

A criação de mecanismos que garantam que o agente agirá no melhor interesse do principal pode acarretar custos (JENSEN e MECKLING, 1976).

Esses custos, denominados custos de agência, são decorrentes da utilização de mecanismos para reduzir os problemas de agências e constituem parte do preço que as organizações pagam pelos benefícios proporcionados por eles (FAMA e JENSEN, 1983).

Segundo Coelho e Fisher (2002), os custos de agência estão relacionados com a formação e com a manutenção de aparatos de controle (sistemas de informação e de

monitoramento) que assegurem que os agentes trabalharão no interesse do principal (COELHO e FISHER, 2002).

Para Jensen e Meckling (1976), os custos de agência representam a soma dos gastos de monitoramento pelo principal, mais os gastos de execução do contrato pelo agente, mais a perda residual.

O termo monitoramento significa mais do que medir e observar o comportamento do agente. Ele inclui os esforços por parte do principal para controlar o comportamento do agente por meio de restrições orçamentárias, políticas de compensação e regras de operação (FAMA, JENSEN, 1983).

Os gastos associados aos contratos incluem os custos de estruturar e de controlar a execução de um conjunto de contratos, além da perda incorrida em face de que a exigência completa do contrato pode exceder os benefícios gerados por ele (FAMA e JENSEN, 1983).

A perda residual, por sua vez, significa o valor resultante da diferença entre as decisões do agente que deveriam maximizar o bem-estar do principal e aquelas que provocam redução do bem-estar do principal (JENSEN e MECKLING, 1976).

A existência e o tamanho dos custos de agência dependem da natureza do monitoramento e de seus custos (JENSEN e MECKLING, 1976). Para esses autores, a magnitude dos custos de agência varia de firma para firma e depende do tipo de administradores e da facilidade com que eles podem exercitar suas próprias preferências em oposição à maximização de valor para o principal na tomada de decisão.

Os custos de agência também dependem do custo de avaliação do desempenho dos administradores e do custo de planejamento e de aplicação de um sistema de compensação, além do custo do cumprimento de certas regras ou políticas (JENSEN e MECKLING, 1976).

Na visão de Jensen (1994), uma das maiores fontes de custos da agência são os custos de controle dos problemas resultantes do conflito de interesse. Esses conflitos surgem quando indivíduos que atuam de forma cooperativa são compelidos a agir contrariamente aos seus próprios interesses.

Para o autor, o principal pode limitar os desvios em relação à atuação do agente estabelecendo incentivos apropriados e incorrendo em custos de monitoramento para limitar as atividades do agente não relacionadas com o interesse do principal. Em algumas situações, o principal empregará recursos para garantir que o agente não praticará certas ações que causarão prejuízos, ou para garantir que seja compensado caso o agente pratique tais ações (JENSEN, 1994).

O controle dos problemas de agência sempre acarreta custos para o principal ou para o agente. Em muitos relacionamentos de agência, o principal e o agente incorrerão em custos de monitoramento e de cumprimento dos contratos e, em adição, haverá algumas divergências entre as decisões dos agentes e aquelas decisões que deveriam maximizar o bem-estar do principal (JENSEN e MECKLING, 1976).

Dado a existência dos custos de agência, é natural que o principal queira minimizá-los. Também os agentes defenderiam a minimização desses custos, desde que os benefícios resultantes fossem compartilhados com eles (COELHO e FISHER, 2002).

Assim, os prejuízos para as partes envolvidas fazem com que elas tenham fortes motivações para minimizar os custos. A conservação de valor para ambos é o princípio que os motiva a minimizarem os custos de agência (JENSEN, 1994).

Coelho e Fisher (2002) mencionam que um dos métodos mais práticos para se implementar sistemas que minimizem custos de agência é a criação de programas de

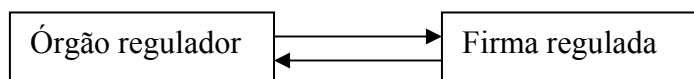
incentivos e recompensas que premiem os agentes na medida em que esses ajam de acordo com os interesses do principal. As ações dos agentes seriam então controladas a partir dos seus resultados. Essa é uma estratégia que promoveria um ambiente de consenso e de convergência de interesses, reduzindo a necessidade de mecanismos de monitoração e de acompanhamento.

2.6 TEORIA DA REGULAÇÃO

Para que fosse possível analisar melhor o problema estudado, fez-se necessário compreender conceitos relacionados à teoria da regulação, principalmente os conceitos associados à regulação de serviços públicos de infra-estrutura e às características do regime regulatório adotado no setor de distribuição de energia elétrica brasileiro.

Pode-se definir regulação como um processo de restrição intencional da atividade do regulado por uma entidade externa não envolvida diretamente nas atividades do regulado (MITNICK, 1989). Essa definição, de caráter amplo, coloca a regulação como um processo entre regulador e regulado (figura 2), no qual o primeiro procura restringir a escolha do segundo, e esse último, sofrendo a restrição, vai agir ou reagir a ela (BORENSTEIN, 2000).

Figura 2
A regulação como um processo



Fonte: Borenstein (2000), adaptado.

Segundo Fagundes, Pondé e Possas (1997), há dois padrões básicos de regulação na literatura, quase sempre abordados de forma estanque, mas que apresentam problemática comum:

- a) Regulação dos serviços públicos de infra-estrutura (*utilities*), que, por seu caráter mais diretamente interventivo, poderia ser denominada de regulação ativa.
- b) Regulação de mercados em geral, destinada à prevenção e à repressão de condutas anti-competitivas (antitruste), que, por seu acionamento mais eventual, segundo motivações previstas em lei, poderia ser denominada de regulação reativa.

Dado os objetivos desta pesquisa, concentrar-se-á somente na análise da regulação ativa de *utilities*.

A regulação ativa constitui uma intervenção voltada não a induzir maior concorrência, mas a substituí-la por instrumentos e por metas administrados publicamente, em atividades econômicas caracterizadas por falhas de mercado (FAGUNDES, PONDÉ e POSSAS, 1997).

O principal pressuposto da regulação ativa é o de que uma estrutura de mercado mais competitiva levaria à maior ineficiência devido à presença de significativas economias de escala e escopo⁹. Considera-se também que a presença de importantes externalidades¹⁰ para outros setores justifica a ação reguladora que, nesses setores, geralmente de serviços em infra-estrutura, têm atuação permanente e de caráter interventivo, mantendo contínua monitoração do desempenho das empresas em questão (FAGUNDES, PONDÉ e POSSAS, 1997).

⁹ Economias de escopo ocorrem quando uma empresa produz mais de dois produtos do que o fariam duas empresas especializadas. As economias de escala ocorrem quando os custos de uma empresa menos que dobram em uma resposta à duplicação da produção (PINDYCK e RUBINFELD, 1994).

¹⁰ São os efeitos das atividades de produção ou do consumo que não se refletem diretamente no mercado (PINDYCK e RUBINFELD, 1994).

Para Pires e Piccinini (1999), a tarefa regulatória reveste-se de grande complexidade tendo em vista a existência de diversas dificuldades decorrentes da assimetria de informação pró-produtores. Isso faz com que o comportamento das firmas seja de difícil, dispendiosa e complexa monitoração. Ainda segundo os autores, o fenômeno da regulação envolve uma dimensão exógena (seleção adversa) e outra endógena (risco moral).

Por um lado, a dimensão exógena é provocada pelo fato de o regulador não ter o mesmo nível de informações que a firma regulada a respeito de fatores exógenos que afetem a eficiência da firma como, por exemplo, parâmetros tecnológicos e comportamentos (PIRES e PICCININI, 1999).

Por outro lado, a dimensão endógena é provocada pelo fato de somente a firma ter conhecimento do resultado de determinados movimentos dela própria como, por exemplo, custos e resultados de medidas administrativas. A dimensão endógena pode ensejar comportamentos oportunistas pelas firmas que visariam, por exemplo, à obtenção de vantagens na revisão de contratos ou na estipulação de metas regulatórias (PIRES e PICCININI, 1999).

Tendo como objetivo superar os problemas provocados pela assimetria de informação, verifica-se, por parte dos reguladores, a tendência à adoção de mecanismos de incentivo para encorajar os monopólios a atingirem objetivos similares aos observáveis em situação de competição de mercado, e à adoção de uma forma de intervenção regulatória indireta, por meio do estímulo e do monitoramento de uma estrutura competitiva para a indústria, visando à criação de ambiente neutro para todos os agentes (PIRES e PICCININI, 1999).

2.6.1 Regime tarifário

Segundo Fagundes, Pondé e Possas (1997), na experiência internacional, o foco quase exclusivo da regulação ativa é colocado sobre os regimes de tarifação, isto é, sobre as regras de fixação dos preços das empresas reguladas, bem como da estrutura de produtos e de serviços sobre a qual incidem.

Conforme os autores, entre as modalidades de tarifação mais utilizadas se destacam a tarifação pelo custo do serviço (taxa de retorno), a tarifação pelo custo marginal, a regulação pelo desempenho, regime de preço-teto (*price cap*) e franquias.

Em geral, os grandes desafios para a escolha do regime tarifário adequado são garantir, simultaneamente, preços baixos e elevados níveis de produção e, ao mesmo tempo, resolver tensões entre as eficiências alocativas, distributivas e produtiva¹¹ (PIRES e PICCININI, 1999).

Segundo Pinto e Pires (2000) e Araújo e Pires (2000), o segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro foi tradicionalmente regulado com base no regime de custo do serviço. Esse regime consistia em limitar os preços de tal maneira que a firma regulada ganhasse apenas uma taxa de retorno razoável sobre seus investimentos.

Esse regime era, contudo, altamente dependente das informações prestadas pelas empresas reguladas, o que acarretava elevados custos regulatórios, uma vez que era necessário o cálculo apurado das taxas de retorno e o monitoramento contábil, ambos sujeitos a todos os problemas oriundos das assimetrias de informações. Além disso, esse regime não

¹¹ Eficiência produtiva é o máximo de rendimento e o menor custo da planta instalada. A eficiência distributiva é a capacidade de redução, pela concorrência ou pela regulação, da apropriação de excedentes econômicos por parte do produtor. A eficiência alocativa, por sua vez, é definida pela situação na qual se realiza o maior volume de transações econômicas, gerando a maior renda agregada possível (FAGUNDES, PONDÉ e POSSAS, 1997).

fornecia incentivos para as empresas reduzirem seus custos, visto que eles eram repassados para as tarifas dos consumidores finais, não importando se fossem custos ineficientes (PINTO e PIRES, 2000; ARAÚJO; PIRES, 2000).

Tendo em vista os problemas apresentados pelo custo do serviço e seguindo exemplos internacionais, principalmente o exemplo inglês, o esquema de tarifação do setor de distribuição elétrica no Brasil, a partir de 1993, com a publicação da Lei n.º 8.631/93, passou a ser baseado no esquema de preços-tetos (ARAÚJO e PIRES, 2000).

Benjó (1999), ao comparar o método de tarifação pelo custo do serviço com o método de preços-tetos, afirma que o primeiro incorre em maior dificuldade de gerenciamento regulatório. A apuração do custo de capital, por exemplo, gera conflitos entre o regulador e o concessionário. Ademais, a auditoria do lucro realizado é operacionalmente onerosa para a agência regulatória. A aplicação do método de preços-tetos, por sua vez, é mais eficaz no incentivo à redução de custos e exige um aparato regulatório mais reduzido.

O esquema regulatório de preços-tetos (*price cap*) usados pela Aneel deriva do sistema inglês *Retail Price Index Minus X* (RPI-X), que consiste basicamente em índices de preços do varejo (RPI) menos um fator redutor, denominado de fator “X” (BEEKES, 2003).

Segundo Pires e Piccinini (1998), o objetivo dos reguladores ingleses, ao implementar a fórmula tarifária RPI-X, era eliminar os riscos e os custos da ação regulatória, dispensando, dentre outras coisas, controles que necessitassem de informações dispendiosas, como no caso do critério pelo custo do serviço. Ainda segundo os autores, o preço-teto era visto como um método tarifário de regra simples e transparente, que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão para as empresas em regime de monopólio natural.

O funcionamento do esquema de preço-teto se dá por meio da fixação das tarifas máximas que as concessionárias podem praticar, deixando-as livres para praticarem tarifas menores se assim desejarem. Por meio de um fator redutor das tarifas (fator X) as companhias também são estimuladas a se tornarem mais eficientes e competitivas (ARAÚJO e PIRES, 2000).

Segundo Benjó (1999), no esquema de preço-teto as tarifas iniciais são definidas, em geral, no processo de privatização. Nesse processo, é mantida a tarifa ofertada pelo vencedor e, a partir daí, é estabelecido contratualmente um mecanismo de reajuste anual baseado em um índice oficial de preços.

Após a realização de alguns reajustes anuais é estabelecida a primeira revisão de preços. Em geral, os períodos entre revisões (*regulatory lags*) são longos e permitem ao concessionário conduzir políticas de aumento de produtividade. Quando ocorre a revisão de preços, calcula-se também o percentual de aumento de produtividade (fator X), que reduzirá a variação do índice oficial de preços observado no período passado (BENJÓ, 1999).

Segundo Coelho e Fisher (2002), a tarifação por preço-teto beneficia tanto os consumidores, por terem suas tarifas reajustadas por valores inferiores à variação do índice de preços¹², quanto as firmas, que podem reter os ganhos de produtividade obtidos além do fator X.

Para Beesley e Littlechild (1989), a primeira vantagem do regime de tarifação por preço-teto é que o critério RPI-X é menos suscetível a influências do tipo *cost plus* (aumento de custos) e de excessiva capitalização, que parece ocorrer na regulação pelo custo do serviço.

¹² Na prática, tem se observado no caso brasileiro que as tarifas subiram mais do que a variação dos índices de preços. As possíveis causas disso podem ser atribuídas à criação de encargos tarifários e tributos que passaram a incidir sobre o consumo de energia elétrica conjugado com o estímulo à utilização de fontes alternativas de energia, como a termoeletrônica eólica e nuclear, notadamente mais custosa que a fonte hidráulica. Esses fatores acabam onerando as tarifas e anulando os benefícios gerados pela aplicação do fator redutor (fator X).

No esquema de preço-teto a empresa tem o direito de reter quaisquer lucros gerados durante o período especificado, devendo também absorver as perdas. Isso preserva o incentivo à produção, pois não há restrição à maximização de lucros.

A segunda vantagem é que parte do aumento de eficiência esperado pode ser repassado aos usuários por meio do nível de X. Logo, os preços tendem a ser mais baixos do que seriam na regulação pelo custo do serviço, sem que os produtores piorem sua situação (BEESLEY e LITTLECHILD, 1989).

A terceira vantagem é que o RPI-X é mais simples de se operar pelo regulador e pela empresa, sendo mais transparente e focado nos parâmetros de maior interesse para os usuários, o que lhes proporciona maior segurança (BEESLEY e LITTLECHILD, 1989).

Apesar das vantagens elencadas por Beesley e Littlechild, alguns autores vêm dificuldades na aplicação do regime de preço-teto. Vasconellos (2002), por exemplo, menciona três difíceis decisões na utilização do regime de preços tetos: i) a definição dos valores a serem aplicados à fórmula; ii) a estrutura de custos escolhida; e iii) a qualidade dos serviços.

A dificuldade na definição dos valores a serem aplicados à fórmula e a estrutura de custos são questões delicadas. A primeira, porque uma fórmula que favoreça as empresas, garantindo a elas altos índices de reajustes, penaliza a sociedade, em face dos elevados custos de acesso ao serviço de energia elétrica. A segunda, porque a estrutura de custos varia continuamente, sendo necessário ser revisada frequentemente a fim de garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato (VASCONSELLOS, 2002).

Ao corroborar com a afirmação de Vasconellos (2002), Pires e Piccinini (1998) especificam uma série de variáveis relevantes, difíceis de serem definidas pelo regulador, tais

como: indexador de preços e fator de produtividade; grau de liberdade para variação de preços relativos; grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores; formas de incentivo ao investimento e a qualidade do atendimento.

No que se refere ao indexador de preços, Pires e Piccinini (1998) destacam que a escolha de um indexador geral de preços se justifica pela necessidade de se adotar um índice transparente para os consumidores, o qual não seja alvo de manipulações, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. Conforme os autores, esse risco poderia ocorrer no caso da escolha do indexador recair, por exemplo, sobre um índice mais específico de evolução dos custos setoriais, que dependeria de informações controladas pelas empresas¹³.

Em relação à qualidade do serviço, Vasconsellos (2002) manifesta sua preocupação com a possibilidade de que as empresas cortem gastos necessários à manutenção da qualidade com o objetivo de maximizar sua lucratividade.

Verificou-se que o método de preço-teto, ao induzir a redução de custos por meio do fator X, não assegura, endogenamente, o aprimoramento do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto médio faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento na qualidade dos serviços, uma vez que isso reduziria custos (PIRES e PICCININI, 1998). Nesse sentido, Benjó (1999) afirma que a prática recomenda que os contratos incorporem cláusulas que preveja multas pelo descumprimento de certos padrões de qualidade. Na Inglaterra, por exemplo, esse problema foi resolvido pelo regulador por meio dos seguintes critérios complementares ao preço-teto: i) *guaranteed standard*, que cria

¹³ Apesar do posicionamento do autor, o fato é que mesmo a adoção de um índice geral de preços pode ser alvo de muitas críticas. É o que ocorre no caso brasileiro, em que a adoção do IGPM, por ser muito correlacionado com a variação cambial, pode fazer com que os reajustes das tarifas de energia elétrica se distanciem (para mais ou para menos) da variação de custos do setor. Atualmente, o governo vem introduzindo o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA) para corrigir as tarifas de compra de energia, por acreditar que esse índice de correção seria menos afetado por fatores exógenos à economia brasileira e por ser esse índice mais correlacionado à variação de renda do consumidor. Além disso, o governo ainda estuda a criação de um índice setorial.

mecanismos de compensação financeira para consumidores, no caso de a distribuição não atingir nível de qualidade estipulado pelo regulador; e ii) *overall standard*, que define padrões gerais de atendimento aos consumidores que devem ser seguidos pela concessionária (PIRES e PICCININI, 1998).

Fagundes, Pondé e Possas (1997) também vêem problemas na utilização do regime regulatório de preço-teto. Segundo os autores, a principal dificuldade está em lidar com situações de multiproduto, que exigiria a introdução de diferentes *caps*. Outra dificuldade estaria na definição inicial do preço básico em que se parte para reajustes periódicos.

Na visão de Sá (1995) um dos fatores que mais contribuem para a ineficiência da regulação tarifária por meio do modelo de preços-tetos é a ausência de padrões contábeis, que deveriam ser definidos para facilitar o processo de regulação.

No que se refere aos intervalos entre revisões, Benjó (1999) ressalta que a eficiência do método de preços-tetos depende da definição dos intervalos regulatórios. Segundo ele, o período entre revisões (*regulatory lags*) deve ser longo, de modo que incentive o aumento da produtividade. A afirmação de Benjó, no entanto, contrasta com o que apregoam Pires e Piccinini (1998). Para esses autores, o intervalo regulatório não deve ser muito extenso, tendo em vista as dificuldades do regulador em fiscalizar as empresas e em observar mudanças que possam causar.

As questões suscitadas mostram que algumas das supostas vantagens do preço-teto em relação ao custo do serviço podem não ocorrerem na extensão desejada, pois, embora um dos objetivos do preço-teto fosse abdicar dos complexos acompanhamentos de custos contábeis de capital e de mensuração de taxas de retorno, o regulador passou, na prática, a ter de tratar uma série de variáveis complexas e necessárias ao cálculo das tarifas.

3 METODOLOGIA DE PESQUISA

Segundo Tripodi, Fellin e Meyer (1975), pesquisar é aplicar procedimentos sistemáticos com o propósito de desenvolver, modificar e expandir conhecimentos que possam ser transmitidos e verificados por investigadores independentes.

Segundo Schrader (1978), o método de pesquisa é a sistematização de processos de mensuração, que numa pesquisa científica se torna fundamental, pois, como assevera González Río (1997), uma ciência é ciência não pelo seu objeto, mas pelo seu método.

A referida autora afirma que o primeiro passo em uma pesquisa é a escolha clara e precisa do tema. Tal escolha não coloca, contudo, o pesquisador, imediatamente, em condições de determinar os dados e os métodos a serem utilizados. De acordo com a autora, após a seleção do tema da pesquisa, o passo seguinte consiste na contextualização e na elaboração das hipóteses de partida. A próxima etapa compõe-se da elaboração do desenho propriamente dito da pesquisa.

O desenho da pesquisa constitui a preparação das condições que possibilitam recolher e analisar os dados, de modo que dê, de maneira clara, respostas às perguntas formuladas. É nesse momento que se estabelece o universo e a seleção a serem pesquisados, e criam-se os instrumentos a serem utilizados para recolher os dados (GONZÁLEZ RÍO, 1997).

3.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA

Esta pesquisa é caracterizada como de natureza descritiva, com a utilização de recursos preponderantemente qualitativos, embora também se tenha feito uso de recursos quantitativos.

A natureza descritiva da pesquisa está expressa na constatação e na avaliação das relações entre variáveis à medida que elas se manifestem em fatos, situações e nas condições que já existem no fenômeno estudado (KÖCHE, 1997).

A pesquisa é preponderantemente qualitativa, pois teve como objeto situações complexas e peculiares, uma vez que o foco recaiu sobre problemas específicos de uma situação particular (risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário). Na abordagem qualitativa, segundo Richardson (1985), procura descrever a complexidade de determinado problema, analisar a interação de certas variáveis, compreender e classificar processos dinâmicos (RICHARDSON, 1985).

3.2 UNIVERSO DE ANÁLISE

O universo de análise é composto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e por uma seleção¹⁴ de dez distribuidoras com data contratual de abril de 2003 para a realização do cálculo do primeiro reposicionamento tarifário.

A escolha do período temporal da seleção foi feita com base em dois motivos. O primeiro, é o fato de as metodologias de revisão tarifária virem sofrendo aprimoramentos ao longo do tempo, assim como as leis, os decretos e as resoluções que regulam a matéria virem também sofrendo alterações. O segundo motivo deve-se ao fato de as revisões tarifárias das distribuidoras selecionadas estarem concluídas, haja vista o fato de algumas revisões iniciadas em abril de 2003 permanecerem provisórias até abril de 2005.

¹⁴ Utilizou-se o termo seleção em vez de amostra, pois na pesquisa preponderantemente qualitativa a escolha dos objetos de estudo podem não seguir os procedimentos estatísticos da pesquisa quantitativa (GASKELL, 2002).

Assim, para se ter uma seleção uniforme no que se refere aos procedimentos adotados no cálculo do índice de reposicionamento tarifário, selecionou-se as distribuidoras citadas na tabela 1, visto que elas foram submetidas aos mesmos procedimentos, metodologias e regulamentos.

Tabela 1

Dados da seleção de distribuidoras estudadas – período 2000-2003

Distribuidoras (região)	UF	Data contratual do reposicionamento tarifário	Data de conclusão do reposicionamento tarifário	Área de concessão (km ²)	Número de municípios atendidos	Número de consumidores atendidos
Centro-Oeste	-	-	-	1.236.077	210	1.320.285
Cemat	MT	8/4/2003	8/4/2004	906.807	138	706.456
Enersul	MS	8/4/2003	8/4/2005	329.270	72	613.829
Nordeste	-	-	-	780.448	829	6.671.097
Coelba	BA	22/4/2003	22/4/2005	563.374	415	3.338.898
Coelce	CE	22/4/2003	-	146.348	184	2.108.579
Cosern	RN	22/4/2003	22/4/2005	53.307	167	789.339
Energipe	PE	22/4/2003	22/4/2005	17.419	63	434.281
Sudeste	-	-	-	658.180	1.008	8.772.149
Cemig	MG	8/4/2003	8/4/2005	567.740	774	5.744.178
CPFL	SP	8/4/2003	8/4/2005	90.440	234	3.027.971
Sul	-	-	-	189.985	377	2.046.872
AES-Sul	RS	22/4/2003	22/4/2004	99.267	123	994.597
RGE	RS	22/4/2003	22/4/2004	90.718	254	1.052.275
Total	-	-	-	2.864.690	2.424	18.810.403

Fonte: Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica (2005) e Agência Nacional de Energia Elétrica (2003a).

Nota: ¹ Dados de dezembro de 2000 para energia vendida e participação no mercado. Para área de concessão, o número de municípios e o de consumidores os dados são de dezembro de 2003.

² Na Nota Técnica de revisão tarifária da Coelce é mencionado que o valor da base de remuneração apresentado pela concessionária não foi validado pela Superintendência de Fiscalização Financeira (SFF). Porém, a referida Nota Técnica não deixa claro se o valor arbitrado pela Aneel para a base de remuneração é considerado definitivo, o que daria por concluída a revisão da Coelce em 2005, ou se haveria ainda uma validação posterior da base de remuneração, fazendo com que a revisão da Coelce permanecesse provisória.

3.3 TÉCNICAS DE COLETA DE DADOS

No que se refere às técnicas de pesquisa, González Río (1997) menciona que é conveniente selecionar várias técnicas de modo que se compensem as deficiências de umas com as vantagens de outras.

Dado o escopo desta dissertação, lançou-se mão de três técnicas de coleta de dados, a saber: i) pesquisa bibliográfica; ii) pesquisa documental e iii) entrevistas.

A pesquisa bibliográfica, segundo Köche (1997), é um instrumento indispensável para qualquer tipo de pesquisa. Por meio dela o investigador faz o levantamento do conhecimento disponível na área, identificando as teorias produzidas, analisando-as e avaliando sua contribuição para auxiliar a compreensão ou para explicar o problema objeto de investigação.

Assim, a pesquisa bibliográfica sobre as teorias da agência, dos custos de transação e da regulação teve o objetivo de ampliar o grau de conhecimento da área estudada, fornecendo subsídio para compreender e para delimitar melhor o problema de pesquisa, além de auxiliar no domínio do conhecimento disponível de modo que pudesse utilizá-lo como fundamentação na construção de um modelo teórico explicativo para o problema estudado.

A pesquisa documental, segundo Quivy e Campenhoudt (1998), é realizada em razão da possibilidade de encontrar-se, em organismos oficiais, bibliotecas, arquivos e banco de dados, documentos com informações úteis para o objeto de estudo. Segundo os autores, as fontes documentais clarificam os tópicos estudados e agregam informações ao estudo, além de verificar a consistência das informações por meio de comparação. Além disso, a utilização de documentação, enquanto fonte de evidência, possui ainda os seguintes pontos positivos: é estável (podem ser revisadas inúmeras vezes); é discreta (não foi criada como resultado do estudo de caso); é exata (contém nomes, referências e detalhes exatos de um evento); e é de ampla cobertura (longo espaço de tempo, muitos eventos e muitos ambientes distintos).

Dessa forma, a pesquisa documental buscou coletar informações nas seguintes fontes: arcabouço legal regulatório (leis, decretos, contratos e resoluções); relatórios

produzidos por organizações governamentais e multilaterais; e informações no sítio da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE).

Para complementar as pesquisas bibliográfica e documental, fez-se uso também de entrevistas. O objetivo, dessa técnica de coleta de informações, era o de obter dados primários e informações em profundidade sobre aspectos relevantes do problema de pesquisa.

A técnica de entrevista utilizada foi a guiada, visto que nessa modalidade, conforme explica Richardson (1985), o entrevistador conhece previamente os aspectos do que deseja pesquisar e, com base neles, formula alguns pontos a tratar. As perguntas dependem do entrevistador e o entrevistado tem a liberdade de expressar-se como quiser.

Nas entrevistas semi-estruturadas coletaram-se informações de pessoas-chave envolvidas no processo de cálculo do reposicionamento tarifário. As perguntas do roteiro de entrevistas (apêndice A) foram construídas a partir das dimensões e das variáveis do modelo de análise (quadro 5).

Para atingir os objetivos propostos, realizou-se entrevistas com cinco funcionários da Aneel lotados em superintendências relacionadas, direta ou indiretamente, com a produção de informações utilizadas no reposicionamento tarifário, a saber:

- a) Superintendência de Regulação Econômica (SRE), responsável direta pela definição da metodologia e pela condução do processo de cálculo do índice de reposicionamento;
- b) Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), responsável por prestar à SRE informações sobre o mercado de venda e perdas elétricas das distribuidoras;

- c) Superintendência de Estudo Econômicos de Mercados (SEM), responsável por prestar à SRE informações sobre o preço de compra de energia elétrica das distribuidoras quando não se tratar de partes relacionadas.

Realizou-se também entrevistas com dois funcionários do Ministério de Minas e Energia (MME) e com um consultor de empresas de distribuidoras de energia elétrica.

A entrevista com funcionários do MME ocorreu em razão da experiência desses profissionais no setor elétrico e pelo fato de terem trabalhado na Aneel com o processo de revisão tarifária das distribuidoras selecionadas.

A escolha do consultor de empresas foi feita pelo fato de esse profissional ter trabalhado na revisão tarifária das distribuidoras selecionadas por este estudo, tanto como técnico da Aneel quanto, atualmente, como consultor de distribuidoras, o que possibilitou agregar uma “visão” externa ao problema estudado.

No apêndice B, encontram-se os dados dos os entrevistados que autorizaram a gravação e a tabela 2, a seguir, apresenta a caracterização das entrevistas realizadas.

Tabela 2

Informações sobre as entrevistas realizadas

Número de entrevistados	Área de atuação	Tipo de entrevista	Objetivo da entrevista
2	SRE/Aneel	Semi-estruturada (gravada)	Obter informações em profundidade sobre aspectos gerais e específicos do cálculo do reposicionamento tarifário, coletando dados primários sobre a existência de assimetria de informação, conflito de interesse, monitoramento imperfeito, comportamento oportunista e contrato incompleto, bem como sobre a possibilidade de risco moral no cálculo do reposicionamento tarifário
2	MME	Semi-estruturada (gravada)	
1	Consultor em regulação	Semi-estruturada (gravada)	
2	SRD/Aneel	Não estruturada (não gravada)	
1	SEM/Aneel	Não estruturada (não gravada)	

Elaboração do autor.

3.4 ANÁLISE DO MATERIAL COLETADO

Com o material coletado pelas entrevistas, pretendeu-se verificar a percepção dos diferentes entrevistados sobre o problema de pesquisa estudado. A análise desse material foi realizada com ajuda do *software* Atlas ti.

Posteriormente, esses elementos das entrevistas foram confrontados com os aspectos identificados na pesquisa bibliográfica e documental, numa espécie de triangulação¹⁵ de fontes e de métodos com vistas à convergência de informações.

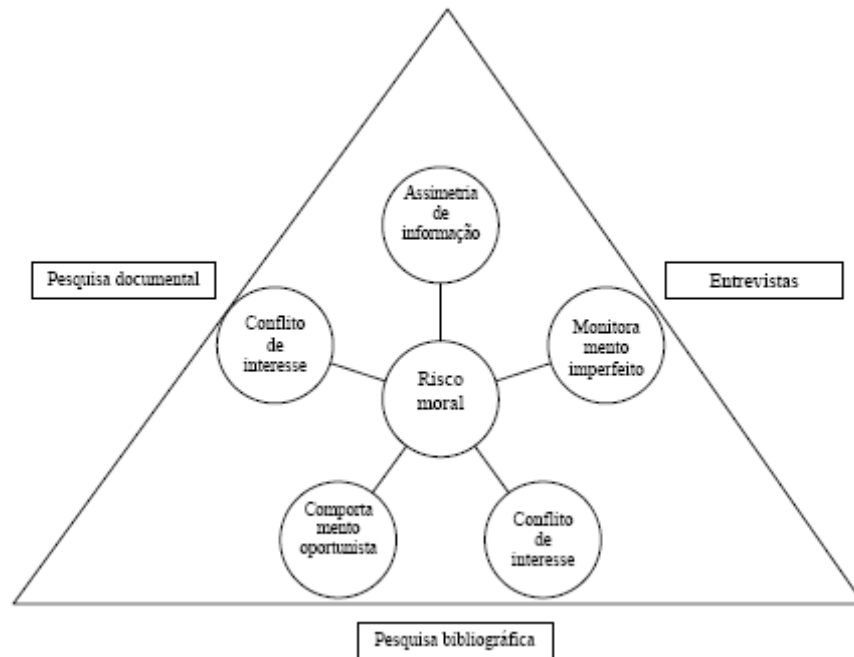
Como aponta Yin (1994), a triangulação serve para encorajar o pesquisador a coletar informações de múltiplas fontes com o intuito de corroborar o mesmo fato ou fenômeno. Com a triangulação, o pesquisador pode dedicar-se ao problema em potencial da validade do construto¹⁶, uma vez que várias fontes de evidências fornecem essencialmente várias avaliações do mesmo fenômeno, possibilitando minimizar as limitações e dar maior confiabilidade aos resultados da pesquisa. (YIN, 1994).

Para o cumprimento dos objetivos desta dissertação, a análise do problema de pesquisa foi feita com base no seguinte esquema conceitual (figura 3).

¹⁵ A triangulação consiste na validação de informações obtidas por meio de entrevistas em confronto com documentos e outras fontes de evidências (PATTON, 1980).

¹⁶ *Constructos* são as abstrações que os cientistas sociais consideram nas suas teorias, tais como “*status* social”, “poder” e “inteligência”. Nenhuma variável tomada isoladamente serve como representação completa de um *constructo*. Caso seja necessário medir um *constructo*, precisa-se identificar pelo menos uma variável. As próprias variáveis exigem maior especificação, sob a forma de uma definição operacional, ou seja, sob a forma de um conjunto de valores da variável, acompanhados de um conjunto de instruções que permitam atribuir um valor determinado a uma unidade de análise (SELLTIZ, 1987).

Figura 3
Esquema conceitual da pesquisa



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica.

A figura 3 apresenta, de modo ilustrativo, o esquema conceitual que direcionou a pesquisa e seus resultados. Por meio da pesquisa bibliográfica, extraiu-se das teorias da agência, dos custos de transação e da regulação variáveis dependentes e independentes que permeiam toda investigação. Sellitz *et al.* (1987) afirma que as variáveis independentes são causas, ao passo que variáveis dependentes são efeitos. Segundo Köche (1997), a variável dependente não é manipulada, mas é o efeito, o resultado, a consequência ou a resposta da manipulação da variável independente.

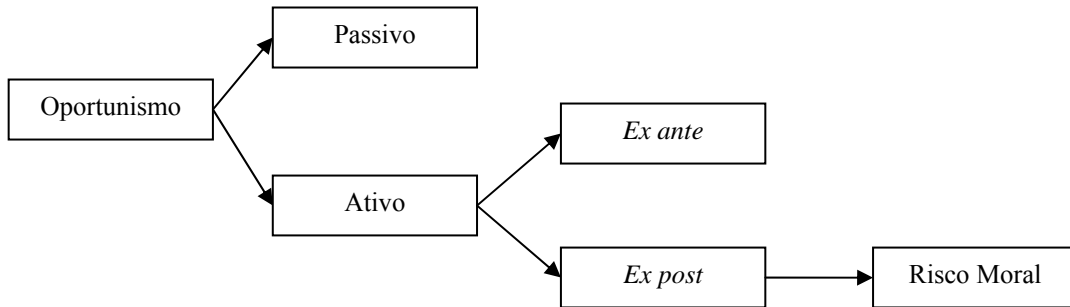
Assim, em conformidade com o referencial teórico, as variáveis dependentes seriam o risco moral e o comportamento oportunista visto que elas seriam resultado da presença de variáveis independentes, tais como: assimetria de informação, conflito de interesse, contrato incompleto e monitoramento imperfeito.

Para fins de operacionalização da pesquisa, o risco moral foi considerado como uma dimensão analisada. Essa escolha foi feita com base na pesquisa bibliográfica e documental,

sendo resultado da desagregação das dimensões implícitas no conceito de oportunismo de Williamson (figura 4) e das dimensões da regulação citadas por Pires e Piccinini (figura 5).

Figura 4

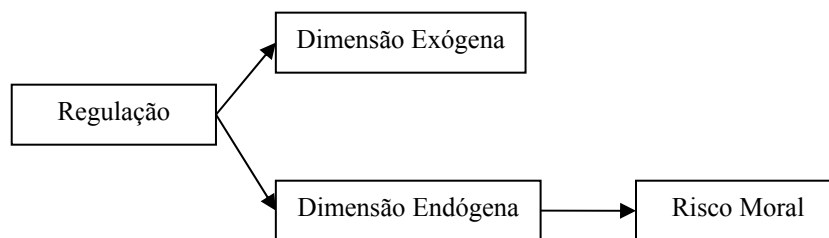
Dimensões do conceito de oportunismo



Elaboração do autor a partir de Williamson (1989).

Figura 5

Dimensões da regulação



Elaboração do autor a partir de Pires e Piccinini (1999).

Dessa forma, optou-se pelo estudo do risco moral, que representa, ao mesmo tempo, uma forma ativa de oportunismo *ex post* a um evento contratual e uma dimensão endógena da regulação. Assim, o modelo de análise da pesquisa é composto por dimensões e variáveis que tiveram a finalidade de operacionalizar a pesquisa (quadro 3).

Quadro 3

Definições e variáveis associadas ao conceito teórico de risco moral

Dimensão analisada	Definições da dimensão analisada	Variáveis associadas à dimensão analisada
Risco moral	Risco de desvio de comportamento considerado ético e, por isso, moral, que se reflete na probabilidade de as partes se aproveitarem das imperfeições do arranjo contratual (ARROW, 1968).	Comportamento oportunista e contrato incompleto
	Refere-se à mudança de comportamento após o evento contratual. Nesses casos, o agente pode, após a contratação, agir de forma diferente de como agiria normalmente se fosse o único beneficiário de seus esforços (WILLIAMSON, 1989).	Comportamento oportunista
	Falta de esforço do agente para cumprir o contrato, pois ele sabe que o principal não pode detectar precisamente seu comportamento (EISENHARDT, 1989).	Comportamento oportunista e monitoramento imperfeito
	Ocorre quando há probabilidade de comportamento oportunista após um arranjo contratual (KREPS, 1990).	Comportamento oportunista
	Oportunismo do agente após a elaboração do contrato em face da dificuldade do principal em observar o comportamento do agente (LANE, 2003).	Comportamento oportunista e monitoramento imperfeito
	Comportamentos desonestos posteriores à elaboração do contrato em situações de monitorado imperfeito (MANKIW, 1998).	Comportamento oportunista e monitoramento imperfeito
Ocorre diante das seguintes condições: i) ação ou informação oculta; ii) assimetria de informação e iii) conflito de interesses (AZEVEDO, FARINA; e SAES, 1997).	Assimetria de informação e conflito de interesse	

Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica.

Tendo apresentado o esquema conceitual da pesquisa (figura 3), a dimensão e as variáveis estudadas (quadro 3), faz-se necessário focar nos principais conceitos utilizados nesta dissertação. Porém, para que os conceitos¹⁷ sejam úteis em uma pesquisa é preciso defini-los exatamente, ou seja, seu conteúdo deve ser explicitado de forma precisa (GONZÁLEZ RÍO, 1997). Em consonância com as recomendações de González Rio (1997), o quadro 4 apresenta a definição dos conceitos utilizados no esquema conceitual desta pesquisa.

¹⁷ Os conceitos são construções lógicas criadas a partir de impressões dos sentidos, de percepções ou de experiências bastante complexas (GONZÁLEZ RÍO, 1997).

Quadro 4

Definição dos principais conceitos utilizados na dissertação

Conceito teórico	Definição teórica	Definição operacional
Risco moral	Risco de desvio de comportamento considerado ético e, por isso, moral, que se reflete na probabilidade de as partes se aproveitarem das imperfeições do arranjo contratual (ARROW, 1968).	Risco de comportamento oportunista das distribuidoras durante o processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
Comportamento oportunista	Forma ativa de oportunismo caracterizada por comportamentos desonestos, tais como revelar informações distorcidas ou incompletas (WILLIAMSON, 1989).	Comportamento desonesto da distribuidora objetivando confundir, influir ou manipular as decisões e ações da Aneel durante o processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
Assimetria de informação	Refere-se a informações possuídas por uma parte (agente) que não são observadas ou detectadas pela outra parte (principal) (PRZEWORSKI, 1998).	Informações relativas às distribuidoras de energia elétrica disponíveis para a Aneel em quantidade e qualidade insuficientes.
Conflito de interesse	Situações nas quais indivíduos em pólos distintos (principal e agente) apresentam interesses divergentes (JENSEN, 1994).	Situações nas quais distribuidoras e a Aneel apresentam interesses antagônicos.
Monitoramento imperfeito	É o monitoramento incapaz de detectar oportunismos dos agentes (WILLIAMSON, 1989).	Ocorre quando a Aneel não consegue observar, medir e controlar o comportamento das distribuidoras, em virtude de falhas nos sistemas formais de informação, fiscalização e de acompanhamento.
Contrato incompleto	Contrato constitui um acordo formal ou tácito em que uma parte assume compromissos perante outra, segundo determinadas condições (ARROW, 1968). Contrato incompleto caracteriza-se por apresentar imperfeições em razão da racionalidade limitada dos indivíduos e da imprevisibilidade de contingências futuras (WILLIAMSON, 1989).	Refere-se à imperfeição nos procedimentos, nas metodologias e nas resoluções empregadas no cálculo do índice de reposicionamento tarifário que possibilitem a prática de comportamentos oportunistas.

Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica.

Seguindo as recomendações de Richardson (1985), o modelo de análise das informações desta pesquisa (quadro 5) buscará apresentar objetividade, sistematização e inferência. A objetividade diz respeito à explicitação das regras e dos procedimentos utilizados em cada etapa da análise. A sistematização, por sua vez, refere-se à inclusão ou à exclusão do conteúdo ou a categorias de um texto de acordo com regras consistentes e sistemáticas. A inferência refere-se à operação pela qual se aceita uma proposição em virtude de sua relação com outras proposições aceitas como verdadeiras, com base numa lógica

explicitada, sobre as mensagens cujas características foram inventariadas e sistematizadas (RICHARDSON, 1985).

Quadro 5

Modelo de análise das informações

Variável	Foco da análise	Delimitação da investigação
Assimetria de informação	Informações	Avaliar em termos de quantidade e de qualidade o acesso da Aneel às informações relativas às distribuidoras de energia elétrica.
Conflito de interesse	Conflito	Verificar a possibilidade de interesses antagônicos, objetivos divergentes, bem como a falta de consenso entre a Aneel e as distribuidoras.
Monitoramento imperfeito	Monitoramento	Verificar a realização de acompanhamentos por parte da Aneel sobre atuação das distribuidoras, bem como a fiscalizações e tratamento estatístico das informações prestadas pelas distribuidoras para o cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
Contrato incompleto	Procedimentos, metodologias e resoluções	Verificar a existência de lacunas que possibilitem a prática de comportamentos oportunistas pelas distribuidoras.
Comportamento oportunista	Oportunismo	Verificar a probabilidade de atuação das distribuidoras no sentido de beneficiarem-se do processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário.
Risco moral	Assimetria de informações conflito de interesse monitoramento imperfeito contrato incompleto comportamento oportunista	Verificar a possibilidade de desvios de comportamento considerado ético após a definição pela Aneel dos procedimentos, das metodologias e das resoluções a serem empregados no processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

Elaboração do autor a partir da revisão da literatura.

4 ANÁLISE E DISCUSSÕES

Esta seção apresenta descrição dos procedimentos, das metodologias e das resoluções empregadas no cálculo do Índice de Reposicionamento Tarifário (RT), identificando situações sujeitas a problemas de assimetria de informação, monitoramento imperfeito, conflito de interesse e contrato incompleto. Dessa análise foi possível identificar situações prováveis de ocorrer comportamentos oportunistas por parte das distribuidoras e inferir sobre a possibilidade de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

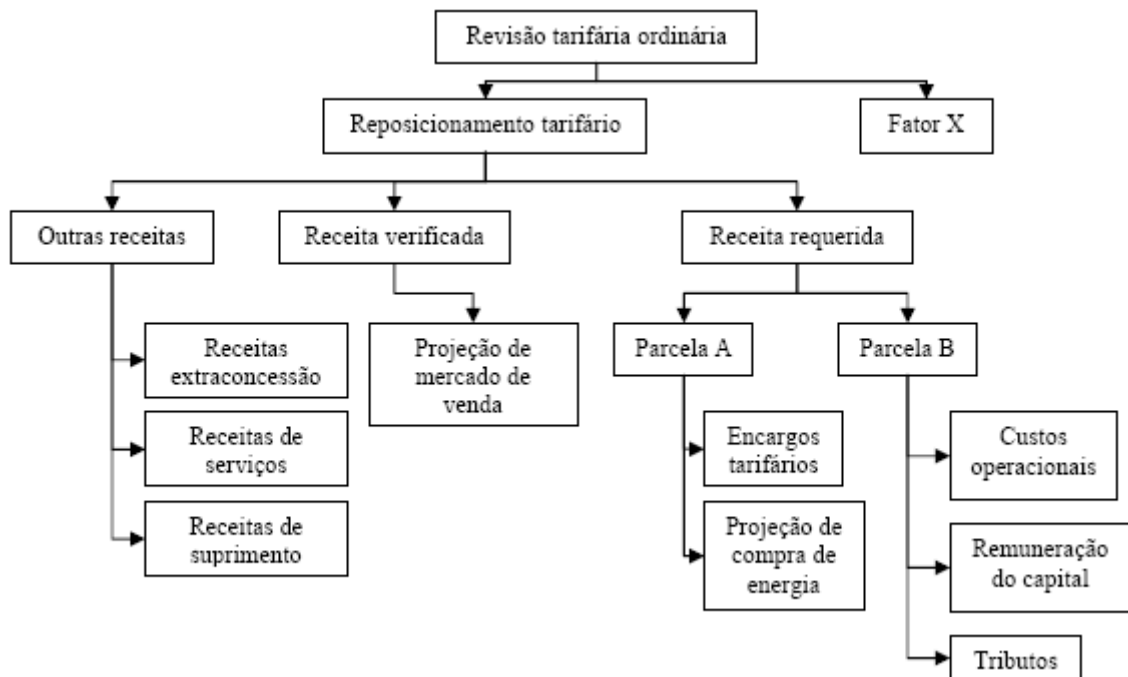
4.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO NO REGIME DE PREÇO-TETO

Nos contratos de distribuição de energia elétrica, o regime de preço-teto foi primeiramente aplicado no contrato de concessão vinculado à privatização da Light Serviço de Eletricidade S.A., em 1996, e, desde então, vem sendo estendido a todas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica (OLIVEIRA e LOSEKANN, 1999).

No regime de preço-teto, após a assinatura do contrato de concessão, a tarifa é inicialmente fixada em um determinado valor. Posteriormente, essa tarifa é reajustada anualmente por meio da aplicação de fórmulas paramétricas, que levam em conta a variação do IGPM. Após quatro ou cinco da assinatura do contrato de concessão, conforme o caso, é realizada a primeira revisão tarifária ordinária (BRASIL, 1993).

A revisão tarifária ordinária é realizada em duas etapas: na primeira, calcula-se o índice de reposicionamento tarifário médio da distribuidora; na segunda, calcula-se o fator X (figura 6).

Figura 6
Processo de revisão tarifária ordinária



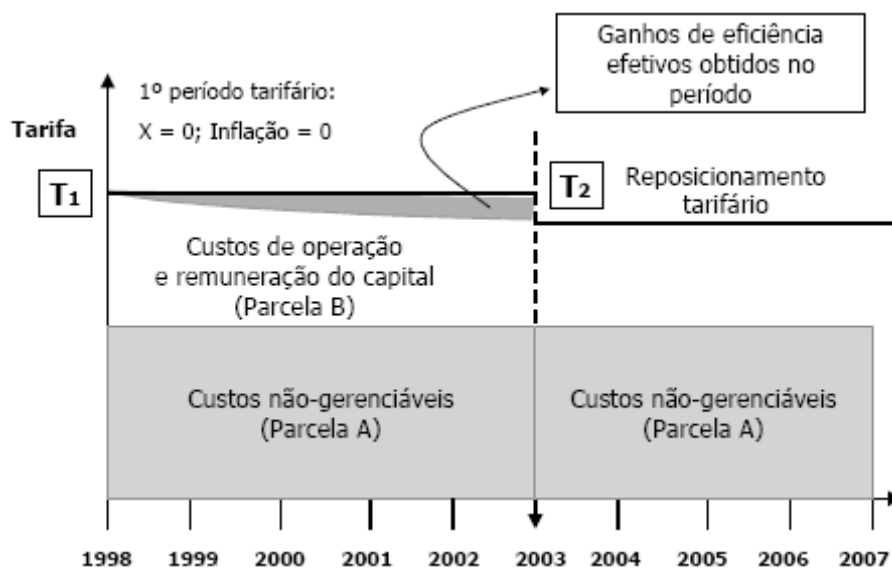
Elaboração do autor a partir da pesquisa documental

O reposicionamento tarifário visa a estabelecer tarifas justas para consumidores e distribuidores, capazes de cobrir os custos operacionais eficientes e de remunerar adequadamente os investimentos vinculados ao serviço público de distribuição de energia elétrica realizados, com prudência pelas distribuidoras (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

A figura 7 exemplifica os efeitos do reposicionamento sobre as tarifas de uma distribuidora em um regime de regulação por preço-teto. Após a assinatura do contrato de concessão, em 1998, as tarifas dessa distribuidora foram fixadas em T1 (figura 7) e reposicionadas em 2003¹⁸.

¹⁸ Esse período varia conforme o contrato de concessão. Em geral as tarifas de distribuidoras de energia elétrica são reposicionadas a cada quatro ou cinco anos.

Figura 7
Reposicionamento tarifário em um regime de regulação por preço-teto



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2003a), com adaptações.

De 1998 até 2002, a distribuidora teve a oportunidade de aumentar seus lucros por meio de uma administração mais eficiente dos seus custos gerenciáveis. Visando a capturar os ganhos de eficiência obtidos no período passado e a reequilibrar econômica e financeiramente a concessão, as tarifas da distribuidora, após o reposicionamento tarifário, foram fixadas em T₂ na figura 7.

As definições de procedimentos, fórmulas e metodologias a serem empregados no processo de revisão tarifária não estão detalhadas nos contratos de concessão. Esses contratos apenas estabelecem diretrizes gerais a serem seguidas pelo poder concedente, mencionando que:

O Poder Concedente procederá às revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas – Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição n.º 13/97 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1997).

Em vista disso, a Aneel determinou que o índice de reposicionamento tarifário deveria ser capaz de reposicionar as tarifas das distribuidoras em níveis suficientes para cobrir os “custos operacionais eficientes das distribuidoras” e a “remuneração justa e adequada sobre os investimentos realizados com prudência pela distribuidora” (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a). Esse índice seria resultante então da fórmula (1), conforme informações da Agência Nacional de Energia Elétrica (2005a, 2005b).

$$RT = \frac{RR - OR}{RV + RS} \quad (1)$$

RT é o índice de reposicionamento tarifário.

RR (receita requerida) é a soma das parcelas A (despesas com encargos tarifários e com compra de energia) e B (custos operacionais, despesas de capital e tributos).

OR (outras receitas) são constituídas pela soma da receitas extraconcessão e de serviços.

RS é a receita de suprimento de energia elétrica a outras distribuidoras

RV (receita verificada) é resultado da projeção de venda de energia e demanda a consumidores finais multiplicada pelas tarifas em vigor (ainda sem reajuste).

Para obter-se o índice de reposicionamento tarifário, é necessário, antes, calcular os componentes da fórmula (1). Assim, nas seções seguintes é descrito e analisado a possibilidade problemas de risco moral somente nos seguintes componentes da fórmula de reposicionamento tarifário: i) receita requerida, composta da soma das parcelas A e B; ii) receita verificada; e iii) outras receitas. Deixar-se-á de analisar somente a receita de suprimento.

4.2 RECEITA REQUERIDA

A receita requerida é numerador na fórmula do RT, sendo resultado da soma das parcelas A e B, fórmula (2).

$$\textit{Receita requerida} = \textit{Parcela A} + \textit{Parcela B} \quad (2)$$

Conceitualmente, a receita requerida consiste em receita futura necessária para cobrir os custos da distribuidora e remunerar o capital investido. Ela é calculada em bases anuais, referenciada ao período de 12 meses subsequentes à data da revisão tarifária, chamado de ano-teste futuro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

A adoção do ano-teste futuro é justificada pela Aneel em razão de se tratar de um período suficientemente distante do final do racionamento, de forma que possa refletir o mercado de venda da distribuidora o mais próximo do mercado verificado anteriormente ao racionamento e em virtude de a revisão tarifária ordinária ter por objetivo estabelecer um fluxo de receita compatível com os custos econômicos da concessionária no período subsequente à data de revisão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003b).

4.2.1 Cálculo da parcela A

A parcela A inclui os custos “não-gerenciáveis”, isto é, custos cujos montantes e variação, em tese, não são administrados pelas distribuidoras. Tais custos se referem aos Encargos Tarifários (ET) e aos custos da Energia Comprada para revenda (EC), conforme apresentados no quadro 6.

Quadro 6
Composição da parcela A

Parcela A – custos não gerenciáveis	
Encargos setoriais	Quotas da Reserva Global de Reversão – RGR. Quotas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Rateio de custos do Proinfra.
Encargos de transmissão	Uso das instalações da rede básica de transmissão de energia elétrica. Uso das instalações de conexão. Uso das instalações de distribuição. Transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu. Operador Nacional do Sistema – ONS.
Compra de energia elétrica para revenda	Contratos iniciais. Energia de Itaipu. Contratos bilaterais de longo prazo.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2005c).

Os encargos tarifários (setoriais e de transmissão) são definidos em leis e seus valores são estabelecidos por resoluções ou despachos da Aneel para efeito de pagamento pelas distribuidoras e de repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

O valor da compra de energia é obtido multiplicando-se os preços de compra atualizados na data de revisão pelos volumes de compra projetados pelas distribuidoras para atender a seu mercado de venda e cobrir suas perdas elétricas, fórmula (3).

$$\text{Valor da compra de energia} = \text{Volume de compra projetado} \times \text{Preços de compra atualizados} \quad (3)$$

Muito embora o valor de compra de energia seja considerado como um custo “não-gerenciável”, percebe-se que, a rigor, o preço da energia comprada pode ser negociado pela distribuidora e, portanto, gerenciado¹⁹.

As projeções de compra de energia elétrica e de venda são realizadas pela própria distribuidora para o período de 12 meses subseqüentes à data de reposicionamento tarifário.

¹⁹ No novo modelo do setor elétrico brasileiro as distribuidoras não têm mais a possibilidade de negociar a compra de energia elétrica diretamente com geradores. As compras de energia elétrica são realizadas atualmente pelo governo federal por meio de leilões (*pool*).

Essa projeção de compra deve ser compatível com a soma da projeção de venda de energia com as perdas elétricas²⁰ toleradas pela Aneel, fórmula (4).

$$\text{Volume projetado de compra} = \text{Volume projetado de venda} + \text{Perdas toleradas} \quad (4)$$

A Aneel define o valor da compra de energia da distribuidora por meio da construção de um balanço energético, no qual são somados os volumes de energia contratados pelas distribuidoras. Ao volume de compra total contratado são subtraídas as perdas estabelecidas pela Aneel para cada distribuidora e as projeções de mercado elaboradas pelas próprias distribuidoras.

Em caso de sobras ou de falta de energia, o volume de sobra não é considerado nos custos da energia comprada, já a energia faltante para completar o atendimento do mercado de venda e cobrir as perdas elétricas é valorada e considerada nos custos de compra de energia da distribuidora (tabela 3).

Tabela 3

Balanço energético

Compra de energia	Distribuidora X (MW/h)	Distribuidora Y (MW/h)	Valor da tarifa/preço (R\$/MWh)
(+) Itaipu	60	50	Em US\$, convertido para R\$
(+) Geração própria	20	5	-
(+) Contratos iniciais	70	80	Homologados pela Aneel
(+) Contratos bilaterais	50	65	Negociado entre as partes
(=) Compra total	200	200	-
(-) Perdas toleradas	40	20	Média dos preços de compra
(-) Mercado projetado	170	170	-
(=) Sobra retirada da compra	-	10	Média dos preços de compra
(=) Falta acrescida à compra	10	-	Média dos preços de compra
(=) Compra valorada	210	190	-

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental.

Nota: Algumas distribuidoras possuem usinas próprias. Nesse caso, a Aneel valou as tarifas de venda a zero e considerou os ativos de geração com os ativos de distribuição para compor a base sobre a qual a distribuidora teria seu capital remunerado. O preço de compra da energia proveniente de contratos bilaterais é livremente negociado entre as partes até o limite das regras de repasse com base no Valor Normativo (VN).

²⁰ As perdas de energia elétrica distinguem-se em perdas técnicas e em perdas não-técnicas. As perdas técnicas são associadas ao transporte de energia elétrica pelas redes de transmissão e de distribuição envolvidas. A perda não-técnica é a diferença entre a perda total e a perda técnica, sendo constituída principalmente pelas perdas comerciais (furto de energia).

No exemplo da tabela 3, as distribuidoras hipotéticas X e Y apresentam as mesmas projeções totais de venda e de compra de energia elétrica, diferindo apenas em relação ao volume de perdas toleradas pelo órgão regulador.

A distribuidora X apresenta energia contratada insuficiente para atender a seu mercado de venda. Nesse caso, a quantidade de energia necessária para completar a demanda será considerada pela Aneel na parcela A da distribuidora, sendo esse montante valorado pela média dos preços de compra de energia da distribuidora. Assim, ela terá receita para contratar a energia necessária ao atendimento a seu mercado de venda e cobrir as perdas elétricas incorridas. A distribuidora Y, por sua vez, apresenta sobra de energia, ou seja, sua compra projetada é superior ao necessário para atender a seu mercado de venda projetado e cobrir as perdas elétricas. Essa sobra de energia não é considerada no cálculo da parcela A.

Percebe-se, então, que duas distribuidoras com os mesmos mercados projetados e com os mesmos volumes de compras podem apresentar falta ou sobra de energia em razão da perda considerada pela Aneel. Essas perdas impactam sobre o valor da compra de energia, que, por sua vez, impacta sobre o valor da parcela A, sobre a receita requerida e, por fim, sobre o índice de reposicionamento tarifário.

O preço da energia adquirida de Itaipu e de contratos iniciais é feito de forma regulada. O preço da energia adquirida por meio de contratos bilaterais é livremente negociado entre as partes até o limite imposto por regras de repasse e valor normativo²¹.

Esses contratos podem ser firmados com terceiros ou com geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico das distribuidoras (partes relacionadas). No caso de partes

²¹ O Valor Normativo (VN) consiste num limite ou teto de repasse para as tarifas de fornecimento aos consumidores finais com as despesas incorridas pela distribuidora, com as compras de energia elétrica mediante contratos bilaterais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

relacionadas, há, contudo, um limite de até 30% da necessidade de compra de energia da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

A possibilidade de o valor da compra de energia das distribuidoras ser repassado aos consumidores faz com que as distribuidoras não tenham incentivos para adquirir energia por um preço competitivo. Essa situação é agravada pela possibilidade de as distribuidoras comprarem energia de geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico.

Com vistas a atenuar esse problema, a Aneel estabeleceu que o repasse dos preços de compra de energia das distribuidoras aos consumidores finais ficaria sujeito a regras de repasse (tabela 4) e a um teto definido por um valor normativo estabelecido para cada tipo de geração (tabela 5).

Segundo Oliveira e Losekann (1999), a função do Valor Normativo (VN) é estimular o comportamento eficiente das concessionárias, que, com ele, estariam sendo incentivadas a buscar contratos com preços mais baixos, na medida em que haveria um prêmio quando o preço contratado fosse inferior ao VN e uma penalidade quando o preço contratado fosse superior.

Tabela 4

Regras de repasse

Preço de compra de energia elétrica no contrato bilateral “i” – PBi	Preço de repasse da compra de energia elétrica – PCEi
$PBi \geq 1,15 \times VNi$	$PCEi = 1,115 \times VNi$
$1,1 \times VNi \leq PBi < 1,15 \times VNi$	$PCEi = 0,5 \times PBi + 0,54 \times VNi$
$1,05 \times VNi \leq PBi < 1,1 \times VNi$	$PCEi = 0,8 \times PBi + 0,21 \times VNi$
$0,95 \times VNi \leq PBi < 1,05 \times VNi$	$PCEi = PBi$
$0,9 \times VNi \leq PBi < 0,95 \times VNi$	$PCEi = 0,8 \times PBi + 0,19 \times VNi$
$0,85 \times VNi \leq PBi < 0,9 \times VNi$	$PCEi = 0,5 \times PBi + 0,46 \times VNi$
$PBi < 0,85 \times VNi$	$PCEi = 0,885 \times VNi$

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2002b).

Nota: ¹ PBi refere-se ao preço de compra de energia elétrica, realizada no período de referência, por meio do contrato bilateral “i”, livremente negociado, o qual será expresso em R\$/MWh.

² VNi é o Valor Normativo vigente na época da contratação do contrato bilateral “i”, definido pela Aneel, expresso em R\$/MWh.

³ PCEi é o preço de repasse da compra de energia elétrica expresso em R\$/MWh.

Ao tentar aproximar ao máximo os valores normativos dos custos marginais de geração, a Aneel estabeleceu várias categorias de VN, conforme a fonte e a planta do parque gerador (tabela 5).

Tabela 5

Valores normativos para diversas fontes

Fonte	VN (R\$/MWh)
Competitiva	72,35
Termelétrica a carvão	74,86
Pequena central hidrelétrica	79,29
Termelétrica biomassa e resíduo	89,86
Central termelétrica a gás natural maior que 350 MW	91,06
Central termelétrica a gás natural menor ou igual a 350 MW	106,40
Usina eólica	112,21
Usina solar fotovoltaica	264,12

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2002b).

Há VN para a energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), de termelétricas movidas a carvão, a gás e a óleo (UTE). Do mesmo modo há VN para diferentes plantas de geração, como, por exemplo, para termelétricas com capacidade de geração superiores ou menores do que 350 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002b).

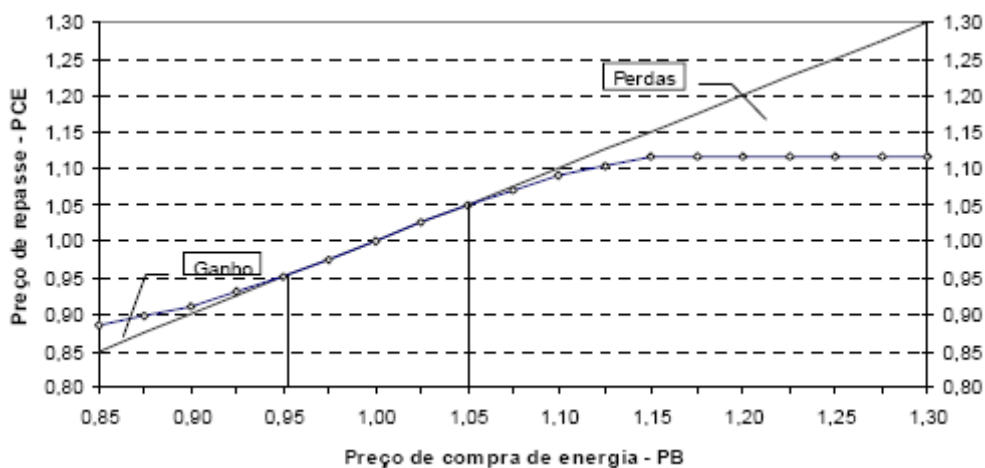
Assim, caso uma distribuidora hipotética compre energia de fonte hidráulica competitiva por meio de dois contratos bilaterais, ao preço de R\$ 80/MWh e R\$ 120/MWh e o VN para a fonte competitiva fosse fixado pela Aneel em R\$ 100/MWh, utilizando-se a tabela 4 o preço de repasse (PCEi) seria de R\$ 88,50/MWh, na primeira contratação, e de R\$ 111,5/MWh, na segunda contratação.

No exemplo dado, portanto, a distribuidora pagaria, na primeira contratação, R\$ 80/MWh ao gerador, e cobraria dos consumidores finais o valor de R\$ 88,50/MWh, gerando um incentivo para que a distribuidora compre energia por um valor menor do que o VN.

Na segunda contratação, a distribuidora pagaria ao gerador R\$ 120/MWh e receberia em suas tarifas de venda o valor de R\$ 111,5/MWh. Nesse caso, a distribuidora seria desestimulada a fazer essa contratação, pois estaria incorrendo em uma perda de R\$ 8,5/MWh.

O gráfico 1 apresenta as curvas de preço de compra de energia segundo as regras de repasse às tarifas com base no VN. Nesse gráfico, observa-se que a compra de energia por um preço inferior a $0,95 \times VN$ representa um ganho para a distribuidora, ao passo que a compra por um preço superior a $1,05 \times VN$ representa uma perda.

Gráfico 1
Preços de repasse para diferentes preços de compra de energia



Fonte: Veras (2002).

4.2.1.1 O problema no cálculo do valor de compra da energia

Na seção anterior, observou-se que o valor da compra de energia bilateral é afetado diretamente por três fatores: i) montante de perda elétrica; ii) valor normativo e iii) regras de repasse.

O montante de perdas é calculado a partir da análise do histórico de perdas das distribuidoras. Em alguns casos, reconhece-se o histórico de perdas informado pela

distribuidora. Em outros casos, porém, arbitra-se um montante considerado adequado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003d).

Por meio da pesquisa documental e das entrevistas, averiguou-se que na maior parte das vezes não é realizada medição (ou aferição) das perdas elétricas das distribuidoras. Isso possibilita às distribuidoras enviarem informações de perdas superiores às reais, visando, com isso, a elevar sua necessidade de compra de energia e, por conseguinte, seu índice de reposicionamento tarifário.

Caso que uma determinada distribuidora informasse à Aneel um mercado projetado de venda de 80 MW/h, contratos de compra de 100 MW/h e um histórico de perdas superestimado, que induza o regulador a considerar 30 MW/h de perda elétrica no ano-teste futuro para essa distribuidora, essa manipulação do histórico de perdas teria a seguinte consequência: pelo procedimento adotado no reposicionamento tarifário (caso 1), a distribuidora irá necessitar de mais 10 MW/h de energia. Como o balanço energético real da distribuidora está equilibrado (caso 2), o valor a mais, dado pelo regulador para a compra de energia, será apropriado pela distribuidora (tabela 6).

Tabela 6

Resultado da manipulação de perdas

Dados enviados pela distribuidora	Caso 1 Informação manipulada	Caso 2 Informação real
Mercado de venda (A)	80	80
Histórico de perdas médio definido pelo regulador (B)	30	20
Compras de energia contratada (C)	100	100
Saldo (C-A-B)	-10	-

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental e das entrevistas

Dessa forma, percebe-se a sensibilidade na definição das perdas toleradas, pois caso o regulador superestime as perdas elétricas, ele beneficiará as distribuidoras em detrimento dos consumidores.

Os números da tabela 7 demonstram que as perdas possuem peso considerável no cálculo do reposicionamento tarifário. Em média, representaram 16,41% do mercado de venda das distribuidoras estudadas. Essas perdas aumentaram, em média, 5,68% o índice de reposicionamento tarifário. Assim, nota-se o peso das perdas elétricas no cálculo do reposicionamento tarifário (cerca de R\$ 93 milhões, em média) e os benefícios auferidos pelas distribuidoras caso superestimassem o histórico de perdas sem serem descobertas.

Tabela 7

Perdas consideradas nas revisões tarifárias

Distribuidora	Percentual de perdas (%)	Montante (MW/h)	Valor (R\$)	Impacto percentual sobre o RP (em %)
Cemig	11,47	3.927.848	265.561.803	4,29
CPFL	11,56	2.209.928	188.948.844	5,29
RGE	13,36	844.096	75.310.245	6,00
AES-Sul	9,15	676.034	59.687.042	4,58
Coelce	18,88	1.118.855	78.890.466	6,60
Casern	19,24	565.553	31.314.670	6,15
Cemat	16,76	581.879	46.352.481	5,70
Enersul	21,88	617.626	41.887.395	5,99
Energipe	19,72	355.927	19.348.192	6,04
Coelba	22,05	1.987.886	125.177.181	6,19
Média	16,41	1.288.563	93.247.831	5,68

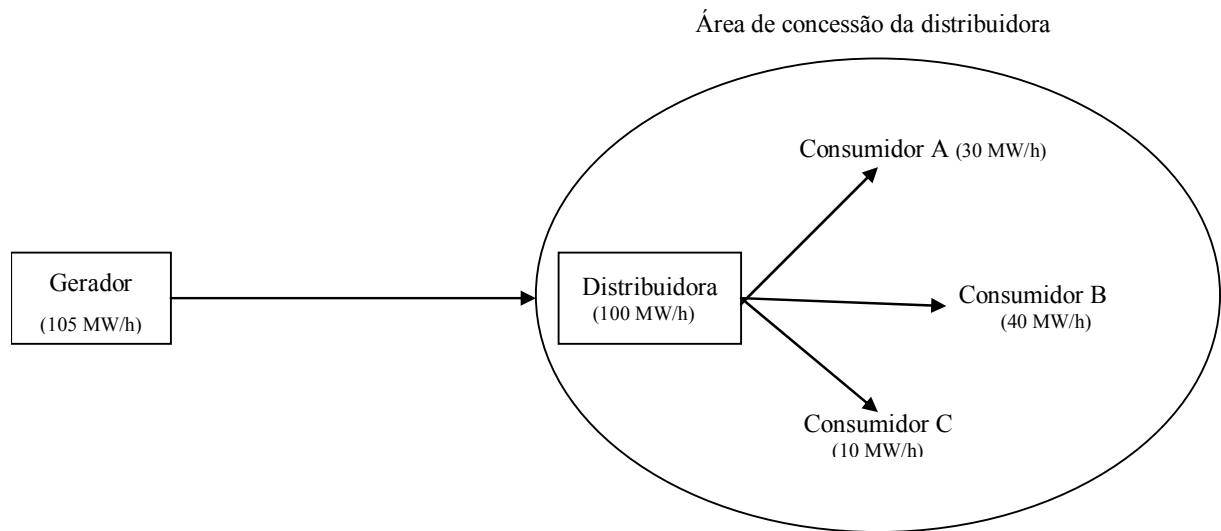
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2005a, 2005b).

Nota: ¹ Percentual de perdas calculado sobre o mercado de venda.

² RP: reposicionamento tarifário.

Conforme se levantou nas entrevistas, seria possível a Aneel apurar as perdas da distribuidora e, com isso, saber quais são de fato as perdas históricas reais (figura 8). Caso isso tivesse ocorrido o problema ficaria restrito à segregação da quantidade de perda técnica da perda não-técnica.

Figura 8
Apuração de perdas



Elaboração do autor a partir da pesquisa documental e das entrevistas

Nota: Nesse exemplo, a distribuidora compra do gerador 105 MW/h para atender ao mercado da sua área de concessão. Contudo, somente 100 MW/h são injetados no seu sistema de distribuição, tendo perdido na rede básica 5 MW/h. Dos 100 MW/h que ingressam no sistema de distribuição da concessionária, são entregues (faturados) 80MW/h aos seus consumidores finais. A diferença de 20 MW/h entre a quantidade de energia injetada e a quantidade entregue constitui as perdas totais no sistema de distribuição (técnicas e não-técnicas).

Como a perda não-técnica é calculada por diferença (perdas totais menos perda técnica), torna-se fundamental a apuração do valor das perdas técnicas, já que essas são inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, ao passo que as perdas não-técnicas estão relacionadas à gestão das distribuidoras.

Até a data de realização da pesquisa documental e das entrevistas, a Aneel ainda não dispunha de metodologia para calcular as perdas técnicas. Essa ausência implica em uma imperfeição do procedimento de cálculo das perdas, pois torna impreciso o cálculo das perdas técnicas e, conseqüentemente, das perdas não-técnicas, dificultando a atuação proativa do regulador, no sentido de incentivar as distribuidoras a reduzirem suas perdas.

A partir do momento em que o foco da discussão sobre perdas da distribuição se deslocar para a definição da perda técnica, as distribuidoras possivelmente terão interesse que

essa perda tenha peso relativamente maior do que a perda não-técnica no total das perdas elétricas. Isso porque, segundo os entrevistados, a tendência é a de que o regulador aceite os índices de perdas técnicas das distribuidoras e atue somente na criação de incentivos para a redução das perdas não-técnicas. Como as perdas não-técnicas são calculadas por diferença, mantendo-se as perdas totais constantes, à medida que se aumentem, artificialmente, as perdas técnicas, menores serão as perdas não-técnicas e, conseqüentemente, menor será o espaço de atuação do regulador sobre a gestão de perdas elétricas das distribuidoras.

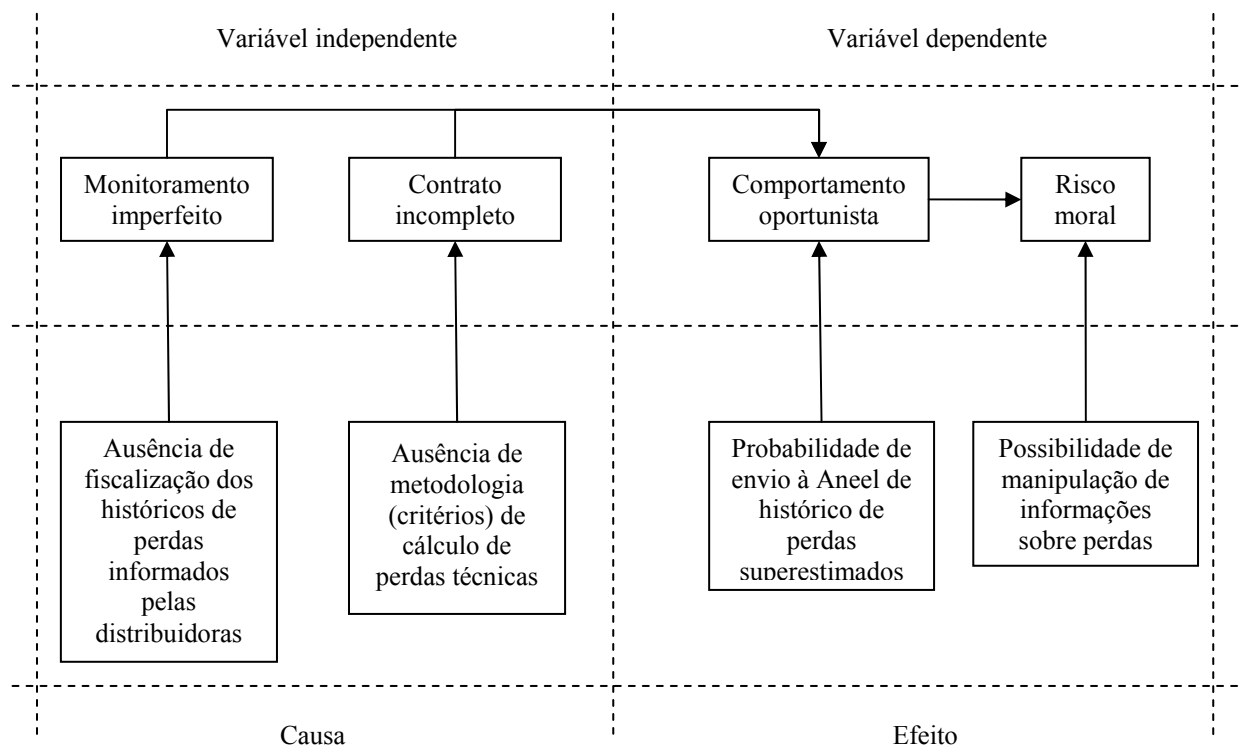
Ante o exposto, percebe-se que os problemas no cálculo das perdas elétricas dizem respeito ao monitoramento imperfeito e à imperfeição dos procedimentos de cálculo das perdas elétricas.

No que se refere ao monitoramento imperfeito, observou-se que os históricos informados pelas distribuidoras não são fiscalizados e/ou validados por critérios formais, como, por exemplo, tratamento estatístico. Também não é feito nenhum tipo de acompanhamento *ex post* da realização das perdas. Esse monitoramento imperfeito contribui para que a Aneel (principal) não consiga detectar a veracidade ou não da informação prestada pela distribuidora (agente), aumentando os riscos das distribuidoras não serem descobertas caso superestimem o histórico de perdas.

No que se refere à imperfeição dos procedimentos de cálculo das perdas elétricas, observou-se que a ausência de metodologias para calcular as perdas técnicas é uma lacuna que torna imprecisa a segregação das perdas totais em perdas técnicas e não-técnicas. Isso possibilita às distribuidoras informarem uma maior proporção de perdas técnicas em relação às perdas não-técnicas, o que limitaria a atuação do regulador sobre a redução das perdas não-técnicas.

Conclui-se, então, que, sob a ótica do principal, ante a existência de monitoramento imperfeito, imperfeição no procedimento de cálculo de perdas elétricas (contrato incompleto), há probabilidade de as distribuidoras enviarem histórico de perdas superestimado à Aneel (comportamento oportunista), possibilitando o surgimento de risco moral (figura 9).

Figura 9
Possíveis problemas no procedimento de cálculo de perdas elétricas



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

Em relação ao valor normativo, Oliveira e Losekann (1999) afirmam que, em qualquer circunstância, para que a regra do VN²² seja eficaz, é necessário que ele seja um número próximo dos custos de geração.

²² É importante frisar que não mais se aplica a regra do VN às novas contratações, mas apenas aos contratos firmados sob a égide das resoluções da Aneel que tratavam da matéria. Essa questão está sendo considerada nesse estudo, pois, no período estudado, o VN ainda era aplicado só deixando de sê-lo recentemente. A despeito disso, as conclusões sobre as dificuldades de calcular o VN também se aplicam ao novo modelo do setor elétrico, principalmente no que se refere à definição do preço (custo marginal de expansão), que servirá de referência à

Para o cálculo dos diferentes valores normativos, a Aneel necessitou de informações técnicas e econômicas sobre diversos empreendimentos de geração (hidrelétrica, termelétrica, eólica, fotovoltaica e biomassa), conforme apresentadas na tabela 8.

Tabela 8

Exemplos de informações utilizadas no cálculo do valor normativo

	Dados	Unidade	Valor (UHE)	Valor (UTE)
Capital próprio	Participação	%	40,0	30,0
	Taxa de retorno	% ao ano	15,0	15,0
Financiamento	Taxa de juros	% ao ano	9,0	8,0
	Prazo	Anos	10	10
Tributos e encargos	Juros sobre capital próprio	% ao ano	6,0	6,0
	PIS/Cofins	%	3,65	3,65
	IRPJ	%	25,0	25,0
	CSSL	%	9,0	9,0
	ICMS	%	18,0	18,0
	TFSEE (%)	%	0,5	0,5
Usina	Investimento	US\$/kW	700	600
	Desembolsos	Ano	(x-5)	(x-5)
	Vida útil	Anos	30	20
	Depreciação	Anos	30	20
	Fator de disponibilidade máxima	%	90,0	92
	O&M fixo	US\$/kW/ano	4,00	24,00
	O&M variável	US\$/MWh	1,00	1,00
	Fator de perdas	%	2,0	0,8

Elaboração do autor a partir de dados da pesquisa documental e das entrevistas realizadas.

Nota: ¹ Os demais parâmetros de cálculo do VN não foram apresentados.

² UHE: usina hidroelétrica.

³ UTE: usina termoelétrica.

⁴ O&M: operação e manutenção.

Os parâmetros de cálculo do valor normativo são obtidos na legislação, em Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) de empreendimentos de geração, e por meio de valores praticados pelo mercado.

Os EVTEs de empreendimentos hidrelétricos são elaborados por diferentes empresas que adotam diversos valores para uma mesma variável (tabela 9). Isso dificulta a escolha dos dados de entrada para o cálculo de um VN, pois ele será aplicado à compra de energia oriunda

de empresas geradoras com diferentes características, como fonte de geração, tamanho da usina e grau de amortização²³.

Tabela 9

Parâmetros dos estudos de viabilidade técnico-econômicos de diferentes usinas hidrelétricas

Usinas	1	2	3	4	6	5
Empresa responsável pelo estudo	A	B	C	D	E	D
Investimento (US\$/kW)	1.250	1.317	805	1.615	1.135	1.341
Vida útil do projeto (anos)	50	30	30	50	35	50
O&M (US\$/MWh)	1,79	1,75	1,77	2,88	1,64	2,63
Juros durante a construção (% a.a.)	12	10,9	12	12	15	12

Elaboração do autor a partir de dados da pesquisa documental.

Veras (2002) afirma que regras de repasse com base no VN criam oportunidades para que as distribuidoras e as geradoras explorem a assimetria de informações existente entre eles e a Aneel, uma vez que há interesse tanto das geradoras quanto das distribuidoras de que o VN seja fixado em patamar superior ao do custo de geração.

Essa situação pode dar ensejo a conflitos de interesse, pois, se por um lado, geradores e distribuidores têm interesse na fixação de um VN superior aos custos de geração, por outro, a Aneel busca a fixação do valor do VN próximo a tais custos.

Se de fato existisse concorrência entre geradores e o interesse das distribuidoras em obter energia a menores custos²⁴, os preços de contratos bilaterais entre geradores e distribuidores provavelmente convergiriam para o custo de geração. Como essa situação não se verificou na prática, surgiu a necessidade da criação do VN e de regras de repasse. Por causa da assimetria de informação, contudo, pode acontecer de os VNs definidos pela Aneel não serem representativos dos custos de geração dos diferentes tipos de usinas, o que acabaria provocando sinalizações equivocadas ao setor elétrico.

²³Usinas mais antigas terão a maior parte do investimento amortizado e, assim, terão condições de vender energia por um preço menor, além do que, tais usinas são, em geral, detentoras dos melhores potenciais hídricos.

²⁴ Segundo os contratos de concessão, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica obrigam-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1997).

Nesse sentido, Oliveira e Losekann (1999) afirmam que, se o VN fosse muito inferior aos custos marginais de geração, haveria dificuldade das distribuidoras encontrarem geradores interessados em venderem sua energia a preços similares aos do VN²⁵.

No caso da Aneel fixar o VN em valor superior ao dos custos marginais de geração, ela estaria obrigando os consumidores cativos a pagarem pela energia um preço acima do valor competitivo, proporcionando lucros indevidos às empresas geradoras. Somente quando o VN for igual aos custos marginais de geração, os consumidores cativos não estarão sujeitos à exploração monopolista de geradores e de distribuidores de energia elétrica (OLIVEIRA e LOSEKANN, 1999).

Comportamentos oportunistas podem ocorrer quando distribuidora e geradora pertençam a um mesmo grupo econômico controlador, pois, nesse caso, o preço de compra poderia ser ajustado para que o eventual prejuízo da distribuidora seja compensado pelo lucro adicional, auferido pela geradora, possibilitando que o lucro global seja maximizado e fique dentro do grupo econômico, conforme o exemplo a seguir.

Suponha que o gerador e a distribuidora firmem contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica por um preço de R\$ 115/MWh e que o respectivo VN seja de R\$ 100/MWh. Como o preço máximo de repasse aos consumidores permitido pela Aneel é de 11,5% superior ao VN (tabela 4), o valor considerado na tarifa da distribuidora a ser pago pelos consumidores finais seria de R\$ 111,50/MWh.

Nesse exemplo, a distribuidora pagará à geradora R\$ 115/MWh e terá considerado pela Aneel, no cálculo de sua compra de energia, o valor de R\$ 111,50/MWh, ocasionando

²⁵ Esse mesmo raciocínio vale para o leilão de energia ocorrido em dezembro de 2005, pois se o preço de referência (custo marginal de expansão) fixado pelo governo estivesse muito baixo, não haveria geradores interessados em ofertar energia e nem empreendedores interessados em explorar novos potenciais hidráulicos.

um prejuízo de R\$ 3,50/MWh à distribuidora e um lucro adicional de R\$ 15/MWh à geradora. Nesse caso, o ganho da geradora mais do que compensa a perda da distribuidora, fazendo com que o ganho global seja de no máximo 11,5% acima do VN (tabela 10 e gráfico 1).

Tabela 10

Imperfeição nas regras de repasse dos preços de compra de energia (em R\$/MWh)

Valor normativo (A)	Preço contratado (B)	Preço de repasse (C)	Perda da distribuidora (C-B)	Ganho adicional da geradora (B-A)	Ganho global (C-A)
100	115	111,50	(3,50)	15	11,50

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental.

Pode-se inferir, então, que, se a distribuidora e a geradora pertencem ao mesmo grupo econômico, haverá forte incentivo ao conluio, pois o lucro adicional à custa de uma energia vendida acima do valor normativo seria retido pelo grupo econômico.

O interesse das distribuidoras firmarem contratos com partes relacionadas pode ser observado na tabela 11, na qual se nota que 90% das distribuidoras selecionadas por esta pesquisa efetuaram contratação de compra de energia com empresas ligadas ao mesmo grupo econômico.

Tabela 11

Contratos entre partes relacionadas

Fornecedor parte relacionada	Percentual de energia contratada pelas distribuidoras com partes relacionadas em relação às compras totais									
	RGE	CPFL	AES	Coelba	Cosern	Coelce	Energipe	Enersul	Cemat	Total
CPFL Brasil	3,3%	12,1%	-	-	-	-	-	-	-	15,4%
Uruguaiana	-	-	20,7%	-	-	-	-	-	-	20,7%
Itapebi	-	-	-	15,4%	-	-	-	-	-	15,4%
Termopernambuco	-	-	-	1,3%	-	-	-	-	-	1,3%
Termoaçu	-	-	-	3,4%	1%	-	-	-	-	4,4%
GCS Energia	-	-	-	0,4%	0,7%	-	-	-	-	1,1%
CGTF	-	-	-	-	-	12,4%	-	-	-	12,4%
CIEN	-	-	-	-	-	11%	-	-	-	11%
Saelpa	-	-	-	-	-	-	1,8%	-	-	1,8%
CELB	-	-	-	-	-	-	0,4%	-	-	0,4%
PCH Costa Rica	-	-	-	-	-	-	-	2,7%	-	2,7%
PCH Paraíso	-	-	-	-	-	-	-	2,9%	-	2,9%
Enertrade	-	-	-	-	-	-	-	13,9%	-	13,9%
Lajeado	-	-	-	-	-	-	-	-	19,7	19,7%
Total	3,3%	12,1%	20,7%	20,5%	1,7%	23,4%	2,2%	19,5%	19,7%	-

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2003).

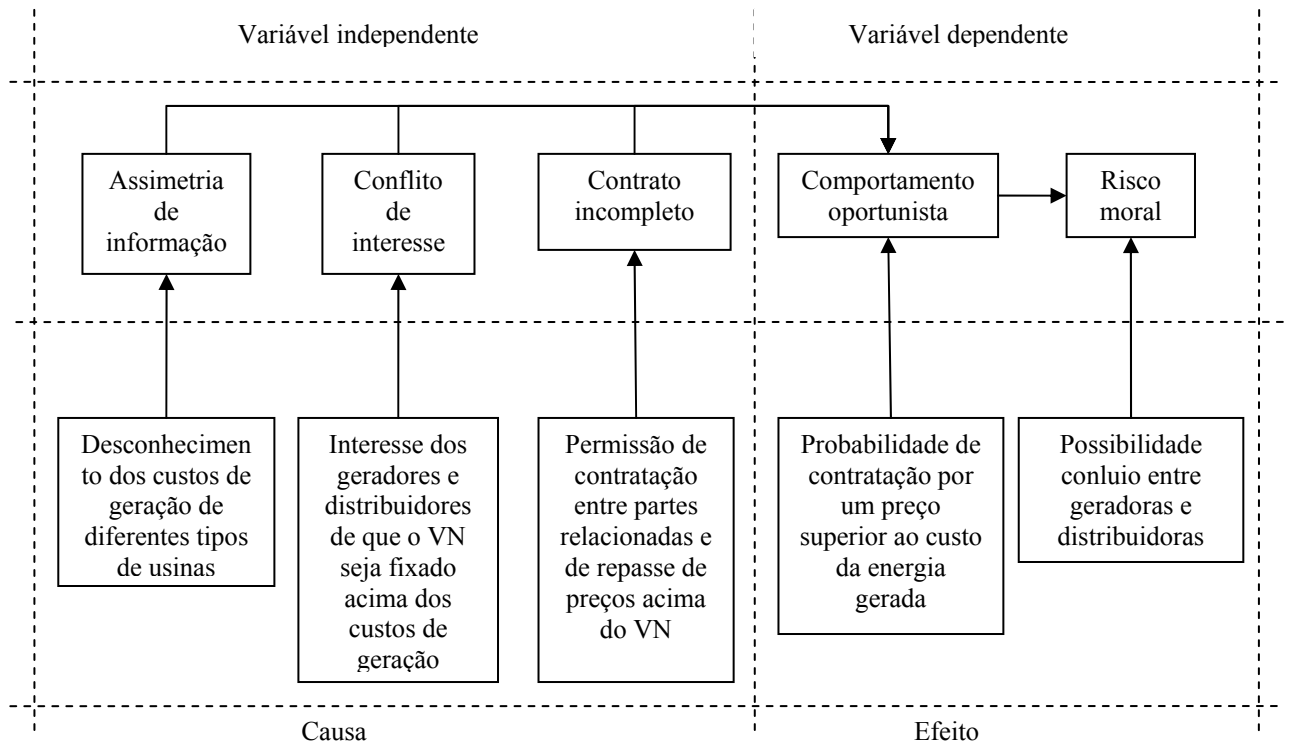
No caso de distribuidoras não pertencentes ao mesmo grupo econômico das geradoras, como a elevação do preço de compra em patamares superiores a 5% acima do VN resultaria em prejuízo para elas (gráfico 1), para que ocorra o conluio, é necessário que hajam outras formas de compensá-las.

De acordo com os entrevistados, essa compensação poderia ocorrer por meio de acordos informais que permitissem à distribuidora compensar o fato de não ter se beneficiado, ou mesmo ter tido perdas no mercado cativo, com ganhos no mercado livre (não regulado). Nesse caso, a geradora daria um “desconto”, para a compra de energia destinada a atender os consumidores livres²⁶, proporcional ao lucro adicional obtido por meio do conluio no mercado cativo (regulado). É como se do lucro adicional obtido pela geradora de R\$ 15/MWh (tabela 10) fosse transferido R\$ 9,75/MWh para as distribuidoras via descontos em contratos não regulados, fazendo com que o lucro adicional de cada uma, após o conluio, fosse de R\$ 5,75/MWh.

Dessa forma, dada a divergência de interesses entre as firmas reguladas (geradoras e distribuidoras) e a Aneel, é possível inferir, que a possibilidade de assimetria de informação na definição do VN em conjunto com as imperfeições das regras de repasse (contrato incompleto), possibilitaria o surgimento do risco moral por meio de conluio entre distribuidores e geradores para aquisição de energia por um valor superior ao VN (figura 10).

²⁶ Em geral, consumidores livres são grandes consumidores que podem adquirir energia de fornecedores outros que não a da distribuidora que detém a concessão da área em que esses consumidores se situam. Para mais detalhes ver Art. 15 e Art. 16 da Lei n.º 9.074/95.

Figura 10

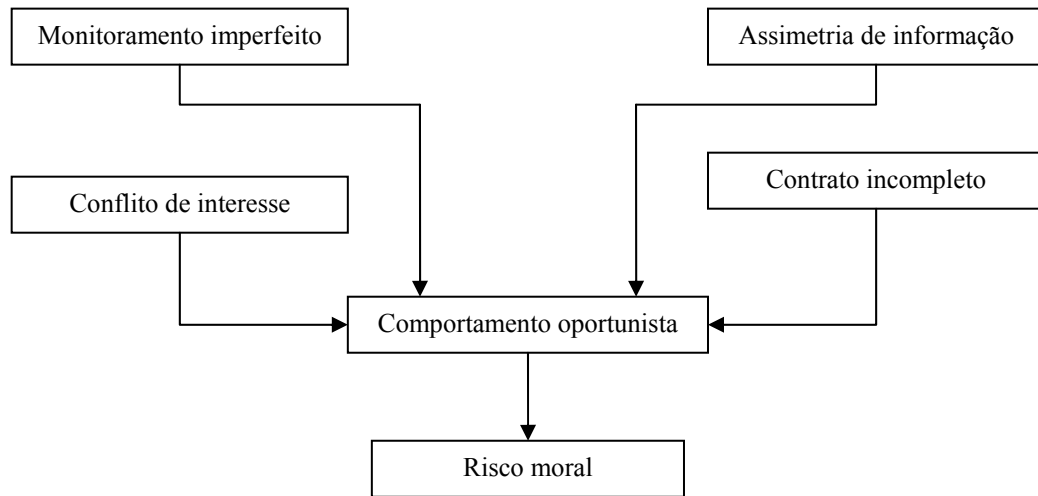
Possíveis problemas nas regras de repasse com base no valor normativo

Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

Nota: As resoluções de VN e de regras de repasse podem ser caracterizadas como espécies de eventos contratuais explícitos (Arrow, 1968; Martin, 2001) uma vez que são de cumprimento obrigatório e criam compromissos para as partes envolvidas nas transações. Dessa forma, dado que as resoluções apresentam imperfeições que permitem a prática de comportamentos oportunistas, elas podem ser classificadas como espécies de contratos incompletos.

Assim, a possibilidade de risco moral nos procedimentos adotados pela Aneel para calcular o valor da compra de energia das distribuidoras seria resultado da probabilidade de comportamento oportunista das distribuidoras em relação aos históricos de perdas enviados à Aneel e a compra de energia de partes relacionadas e por um valor superior ao VN. Esse comportamento oportunista ocorreria em razão da presença de assimetria de informação, monitoramento imperfeito, conflito de interesse e contrato incompleto (figura 11).

Figura 11
Possíveis problemas no cálculo da compra de energia



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

4.2.2 Cálculo da parcela B

A parcela B é composta pelos custos operacionais, despesas de capital e por tributos, conforme apresentado no quadro 7.

Quadro 7

Composição da parcela B

Parcela B – “custos gerenciáveis”	
Custos operacionais	Pessoal Material Serviços de terceiros Custos gerais
Despesa de capital	Remuneração do capital Depreciação
Tributos	PIS/Cofins P&D e eficiência energética

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2005c).

Para calcular os custos operacionais das distribuidoras, a Aneel optou por utilizar o método da empresa de referência, em vez de técnicas de *benchmarking*, pois, segundo a Aneel, as técnicas de *benchmarking* permitem obter resultados satisfatórios apenas em setores

maduros e homogêneos, não sendo recomendados para setores heterogêneos, como é o caso do setor elétrico brasileiro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003c).

A empresa de referência permite determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes, direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária distribuidora poderá atingir os níveis de qualidade de serviço exigidos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

Segundo a Aneel, a empresa de referência define-se como uma companhia responsável pelo fornecimento de energia elétrica para uma área geográfica específica, que presta esse serviço em condições de eficiência e de adaptação econômica ao ambiente no qual desenvolve sua atividade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

O enfoque da empresa de referência pretende simular as condições que enfrentaria um operador entrante no mercado, no qual opera a empresa real. 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 das instalações de infraestrutura, a gestão técnico-comercial dos clientes e as atividades de direção e de administração inerentes a toda empresa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003a).

Após o cálculo dos custos operacionais, o passo seguinte é calcular as despesas de capital. Essa despesa é subdividida na remuneração do capital próprio, de terceiros e na depreciação.

Para definir a taxa de remuneração sobre o capital próprio e de terceiros a Aneel utilizou o método Capital Assets Pricing Model (CAPM). Após o cálculo dessas taxas, a

Aneel as ponderou pelo custo médio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC), empregando uma estrutura de capital definida para todas as distribuidoras, de 50% de participação de capital próprio e de 50% de participação de capital de terceiros.

O valor da base de ativos sobre o qual incide a remuneração de capital foi calculada por meio da reavaliação dos ativos empregados na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica²⁷.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2002c), o objetivo da reavaliação de ativos é refletir apenas os investimentos prudentes, ou seja, apenas os investimentos requeridos para que a concessionária possa prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica cumprindo as condições estabelecidas no contrato de concessão.

A quota de depreciação visa à recomposição dos investimentos realizados para prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens. O valor dessa quota de depreciação foi calculado pela Aneel com base na taxa média de depreciação dos ativos da distribuidora.

Os tributos PIS/Cofins e contribuição para pesquisa e desenvolvimento (P&D) foram calculados de acordo com regras estabelecidas na legislação vigente.

4.2.2.1 O problema no cálculo dos custos operacionais

A partir do estudo de Peano (2005), observou-se que o cálculo dos custos operacionais por meio da empresa de referência pode não ter sido eficiente quando aplicado a distribuidoras localizadas em diferentes regiões.

Segundo Peano (2005), as empresas localizadas em regiões menos adensadas apresentam valores de custos operacionais calculados pela empresa de referência superiores

aos custos operacionais calculados por meio de critérios contábeis (tabela 12). Isso significa que os custos operacionais de distribuidoras localizadas em regiões menos adensadas foram superiores àqueles apresentados nas demonstrações financeiras, fazendo com que a metodologia de empresa de referência funcionasse, na média, como uma espécie de incentivo ao aumento de custos (PEANO, 2005).

Tabela 12

Comparativo entre custos operacionais contábeis e os da empresa de referências

Distribuidora	Custo contábil (A)	Empresa de referência (B)	(B)/(A)
Cemat	198.986.000	197.274.615	99%
Cemig	1.516.504.000	945.525.046	62%
CPFL	584.907.000	421.760.792	72%
Coelce	252.921.000	270.812.698	107%
Energipe	61.977.000	82.571.280	133%
AES-Sul	141.390.000	168.526.896	119%
Coelba	456.945.000	431.347.472	94%
Média	-	-	109%

Fonte: Peano (2005) com adaptações e Agência Nacional de Energia Elétrica (2004, 2005b).

Para Gómez-Lobo e Vargas (2002), a empresa de referência é uma técnica muito detalhista, pois, por meio da utilização de indicadores de engenharia, propõe descobrir os custos da empresa regulada. Levy e Spiller (1993), por sua vez, afirmam que o maior problema da empresa de referência reside na necessidade de treinamento regulatório sofisticado para entender e julgar em que medida o preço resultante do método é realmente aproximação daqueles praticados pela firma eficiente.

Peano (2005) destaca que, com a adoção da metodologia da empresa de referência, a Aneel procurou distanciar-se dos custos efetivos das distribuidoras na tentativa de evitar problemas de assimetria de informação. Contudo, como afirmam Gómez-Lobo e Vargas (2002), o regulador, ao tentar descobrir os custos da empresa regulada por meio da empresa de referência, acaba entrando em especificidades relativas da microgestão da firma e incorrendo em problemas de assimetrias de informação, haja vista o fato de o regulador não

²⁷ A metodologia de reavaliação dos ativos necessários à prestação do serviço de distribuição está explicitada na

possuir todas as informações relevantes para fundamentar a defesa de melhorias potenciais na eficiência das empresas reguladas a esse nível de gestão. Ademais, as informações muito detalhadas são mais facilmente manipuladas do que um enfoque mais simples sobre os custos agregados da empresa regulada. (GÓMEZ-LOBO E VARGAS, 2002).

Por meio da pesquisa documental e das entrevistas, apurou-se que, em certos casos, a Aneel não tem acesso direto às informações. Em virtude de possuir informações incompletas sobre as especificidades das atividades do regulado, o banco de dados de informações da Aneel é alimentado pelas distribuidoras, sendo essas informações utilizadas, posteriormente, como dados de entrada na metodologia de empresa de referência sem qualquer tratamento que garanta a fidedignidade das informações.

As informações relativas às especificidades de cada distribuidora dizem respeito basicamente ao número de consumidores por classe, ao nível de tensão e à localização geográfica (urbano e rural), aos ativos elétricos²⁸, às ações judiciais, aos encargos trabalhistas, aos acordos sindicais; aos gastos com manutenção em linha viva e com a iluminação pública.

Haja vista a desvantagem informacional do regulador e a dependência de dados prestados pelos regulados, pode-se inferir sobre a possibilidade de surgimento de problemas de assimetrias de informação no cálculo dos custos operacionais.

Além da assimetria de informação, há também a possibilidade de surgimento de problemas de monitoramento imperfeito das informações prestadas pelas distribuidoras. Conforme se apurou nas entrevistas, esse problema decorre do fato de tais informações serem de difícil observação e controle por parte da Aneel, e sua fiscalização implicar em um

Resolução Aneel n.º 493, de 3 setembro de 2002 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2002c).

²⁸ As informações sobre ativos elétricos são compostas por número de subestações, número de chaves seccionadoras, número de reguladores/disjuntores, número de bancos capacitores e reguladores de tensão, número de subestações e MVA instalado, extensão das linhas aéreas e subterrâneas, bem como o vão médio das linhas aéreas.

processo oneroso e complexo para o regulador. Como exemplo se pode citar a fiscalização das informações sobre ativos elétricos e custos adicionais.

Em que pese a Aneel ter a possibilidade de cruzar as informações sobre a base de remuneração das distribuidoras (Resolução Aneel n.º 493/02) com as informações sobre ativos elétricos informados pelas distribuidoras para o cálculo da empresa de referência, constatou-se que isso ainda não é feito, ao menos de forma sistemática. Segundo os entrevistados, as razões para o não-cruzamento dessas informações se devem ao fato de as duas fontes de dados não estarem em bases comparáveis, além do que a Aneel ainda carece de mão-de-obra para desempenhar tal atribuição.

Em relação aos custos adicionais, verificou-se, por meio das entrevistas, que não é realizado nenhum tratamento formal das informações enviadas pelas distribuidoras, tendo a Aneel considerado integralmente os valores informados pelas distribuidoras sem se certificar de sua exatidão (tabela 13).

Tabela 13

Custos adicionais informados pelas distribuidoras (em R\$)

Custos adicionais	Coelba	CPFL	Enersul	Energipe	Cosern	Cemig
Manutenção em ativos de tecnologia de informação	-	1.258.374	-	1.952.972	-	-
Benefício de pessoal e encargos sobre adicional de tempo de serviço	2.172.006	7.609.136	-	-	-	-
Publicações legais	2.111.746	1.940.635	709.568	330.772	-	-
Exames periódicos de materiais	100.799	237.433	-	47.005	-	-
Consumo próprio de energia em subestações	475.211	3.756.908	1.407.657	268.079	1.009.654	2.895.349
Capacitação de empregados	84.041	-	-	-	-	-
Adequação ambiental	-	-	-	-	-	1.415.000
Manutenção de equipamentos especiais em oficina	-	1.038.155	-	-	-	-
Crescimento das atividades de <i>call center</i>	-	302.317	-	-	-	-
Crescimento das atividades de <i>marketing</i>	-	134.002	-	-	-	-
Vigilância de subestações	392.026	1.711.324	588.100	35.478	-	-
Total	5.335.829	17.988.284	2.705.325	2.634.306	1.009.654	4.310.349

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental.

Nota: Não se encontrou nos documentos pesquisados os valores dos custos adicionais informados pela RGE, AES Sul, Cemat e Coelce.

Essa situação implica grande risco para o regulador, pois, segundo Moura (2002), a utilização indiscriminada de informações prestadas pelas firmas reguladas pode propiciar a elas elevado grau de manipulação sobre os procedimentos regulatórios, principalmente nos casos de informações assimétricas.

Assim, ao considerar integralmente os custos adicionais informados pela distribuidora sem a comprovação desses custos, abriu-se a possibilidade para que as distribuidoras praticassem comportamentos oportunistas, visto que tais custos têm impacto sobre o índice de reposicionamento tarifário e é do interesse das distribuidoras obterem o maior índice de reposição possível (tabela 14).

Tabela 14

Impacto dos custos adicionais sobre o índice de reposicionamento tarifário (em %)

Distribuidora	RT sem custos adicionais (A)	RT com custos adicionais (B)	Diferença (B)-(A)	Razão (B)/(A)
Coelba	38,40	38,78	0,38	0,98
CPFL	19,68	20,29	0,61	3,12
Enersul	50,23	50,81	0,59	1,17
Energipe	32,53	33,64	1,11	3,41
Cosern	14,76	14,99	0,23	1,58
Cemig	44,31	44,41	0,10	0,23
Média	33,32	33,82	0,50	1,51

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental.

Paralelamente aos problemas já elencados, identificou-se que, nas audiências públicas promovidas pela Aneel, havia grande controvérsia em relação ao cálculo dos custos operacionais. Em um pólo estava o interesse da Aneel em introduzir critérios relativamente homogêneos para determinar os custos operacionais eficientes de cada distribuidora, enquanto, em outro pólo, estava o interesse das distribuidoras em reproduzir ou mesmo maximizar seus próprios custos operacionais.

A falta de consenso entre regulador e regulados fez com que houvesse elevado número de contribuições e de questionamentos nas audiências públicas promovidas pela Aneel, conforme demonstra a tabela 15.

Tabela 15

Aspectos do processo de reposicionamento tarifário questionados pelas distribuidoras

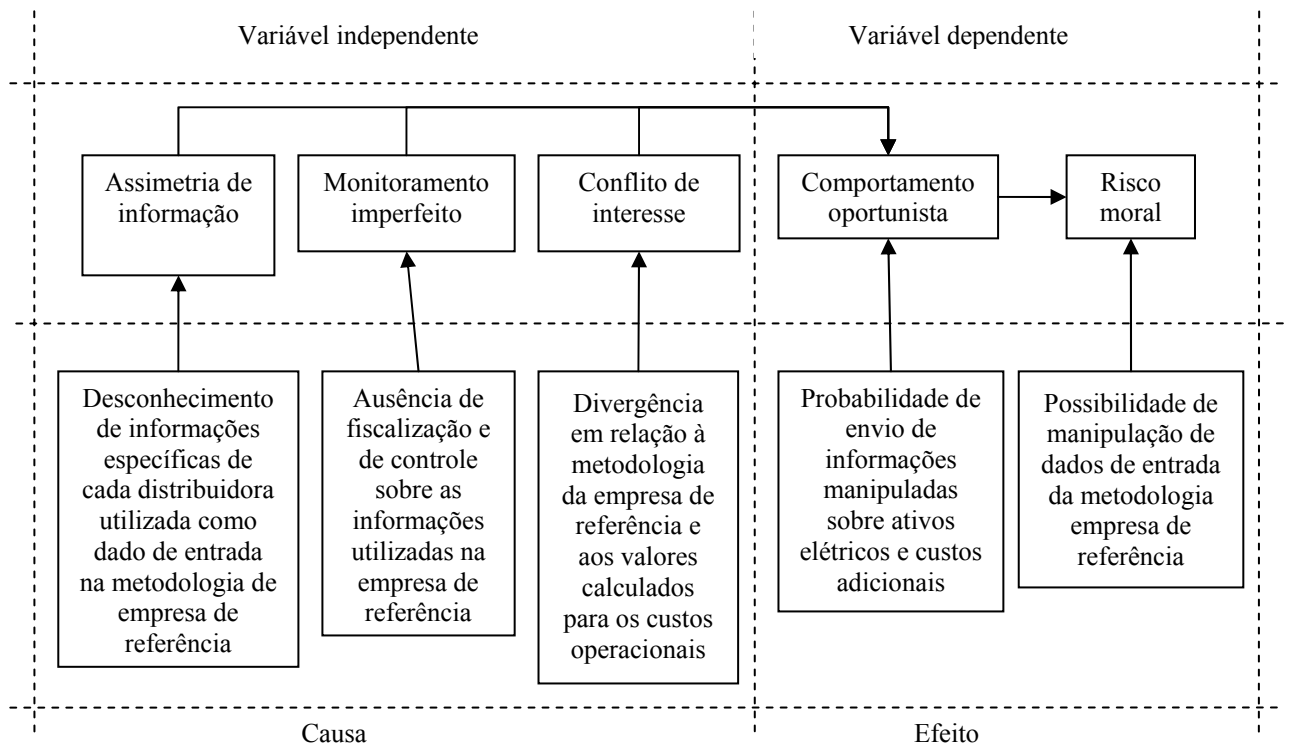
Aspecto questionado	Número de questionamentos respondidos pela Aneel		Total
	Questões de caráter geral	Questões específicas da distribuidora	
Cálculo das perdas	4	3	7
Cálculo dos preços dos contratos de compra de energia bilaterais (VN e regras de repasse)	6	12	18
Cálculo dos custos operacionais (metodologia da empresa de referência)	12	94	106
Cálculo da base de remuneração (Resolução Aneel n.º 493/02)	50	-	50

Elaboração do autor a partir da pesquisa documental (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003c).

Nota: Não foram encontrados questionamentos específicos referentes ao cálculo da base de remuneração, pois na época das audiências públicas ainda não estavam prontos os laudos de reavaliação de ativos das distribuidoras.

Considerando, então, a existência de assimetria de informação em relação aos ativos elétricos e custos adicionais, a presença de monitoramento imperfeito ante a ausência de fiscalização dos valores informados e diante da divergência de interesse caracterizada pelo interesse das distribuidoras em obter o maior valor para os custos operacionais, pode-se inferir sobre a probabilidade de as distribuidoras praticarem comportamentos oportunistas por meio do envio de informações manipuladas à Aneel objetivando majorar os custos operacionais, o que ensejaria a possibilidade de problemas de risco moral (figura 12).

Figura 12
Possíveis problemas no cálculo dos custos operacionais



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

4.3 RECEITA VERIFICADA

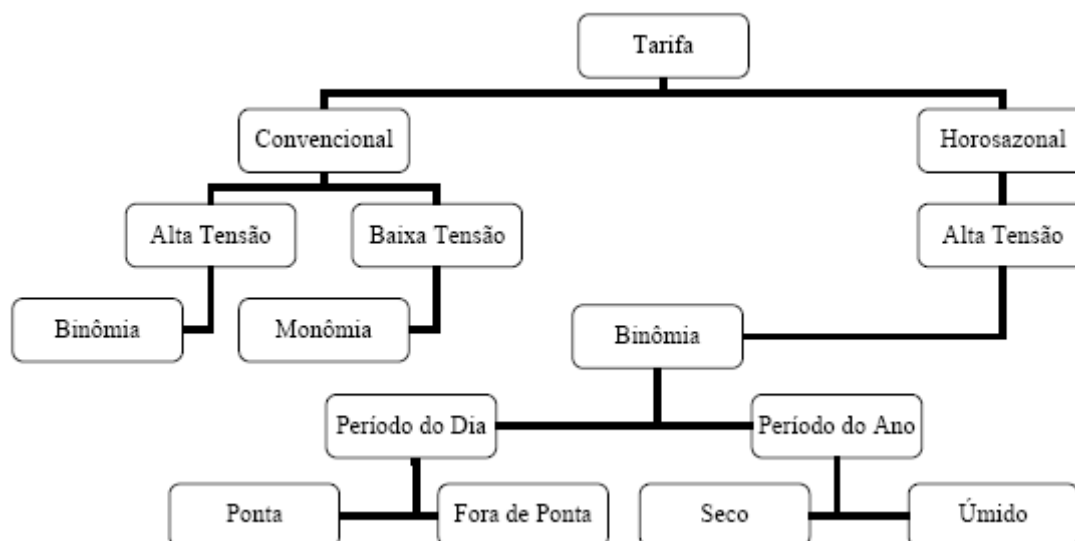
No cálculo do índice de reposicionamento tarifário, a Aneel utiliza projeções de receita verificada e de outras receitas elaboradas e informadas pelas próprias distribuidoras.

A receita verificada é denominador na fórmula do índice de revisão tarifária (fórmula 1) e representa a projeção de mercado de venda que a distribuidora teria nos 12 meses subsequentes à data de revisão tarifária (ano-teste futuro), caso suas tarifas não fossem reajustadas.

Como se observa na figura 13, a estrutura tarifária do setor de distribuição de energia elétrica é formada por um conjunto de tarifas (convencional e horosazonal) aplicáveis às

componentes de consumo de energia²⁹ ou de demanda³⁰, de acordo com cada modalidade de fornecimento.

Figura 13
Sistema brasileiro de tarifação de energia elétrica



Fonte: Eletrobrás (1996 *apud* PIRES, PICCININI, 1999) com adaptações.

A estrutura tarifária convencional (tabela 16) caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo de energia e de demanda independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Para o grupo A (alta tensão) a tarifa é binômica³¹, isto é, há uma tarifa para a componente de consumo e outra para a de demanda. Para o grupo B (baixa tensão) a tarifa é monômica³², ou seja, há somente tarifas para a componente de consumo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

²⁹ Energia é a potência entregue na realização de um trabalho multiplicado pelo tempo empregado na realização desse trabalho. Potência, por sua vez, é a quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³⁰ Demanda é a média das potências elétricas ativas solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³¹ Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³² Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

Tabela 16

Exemplo de estrutura tarifária convencional

Subgrupo	Tarifa de demanda em R\$/kV	Tarifa de energia em R\$/MWh
A2 (88 a 138 kV)	22,46	56,55
A3 (69 kV)	24,23	60,94
A3a (30 a 44 kV)	8,39	122,97
A4 (2,3 a 25 kV)	8,71	127,53
B1 residencial	-	255,96
B2 rural	-	138,27
B3 demais classes	-	231,25

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2002a).

Nota: ¹ Subgrupo de tensão A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição (AS), com tarifa binômica e subdividido em subgrupos e tensão de fornecimento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

² Subgrupo de tensão B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas nesse grupo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

A estrutura tarifária horosazonal caracteriza-se pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Essa estrutura possui dois tipos de tarifas: azul e verde.

A tarifa azul (tabela 17) é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de acordo com as horas de utilização do dia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

A tarifa verde, por sua vez, é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

Tabela 17

Exemplo de estrutura tarifária horosazonal azul

Nível de tensão	Tarifa de demanda (R\$/kV)		Tarifa de energia (R\$/MWh)			
	Subgrupos	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta
Seca				Úmida	Seca	Úmida
A1 (230 kV ou mais)	13,16	2,74	74,97	65,55	53,03	45,08
A2 (88 a 138 kV)	14,16	3,25	79,44	74,11	56,91	52,21
A3 (69 kV)	18,99	5,20	90,02	79,84	61,98	53,54
A3a (30 a 44 kV)	22,20	7,38	145,57	134,76	69,25	61,19
A4 (2,3 a 25 kV)	22,99	7,67	150,98	139,70	71,79	63,43

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2002a).

A estrutura horosazonal é aplicada ao subgrupo A. Nesse subgrupo, as tarifas são subdivididas em demanda e em energia para os horários de ponta³³ e para os horários fora de ponta³⁴. No caso da tarifa de energia, os períodos de ponta e fora de ponta são subdivididos em períodos secos³⁵ e úmidos³⁶.

A lógica da tarifação horosazonal é emitir sinais de eficiência ao mercado, já que a demanda e a energia consumida nos horários de pico (ponta) são mais caras do que aquelas consumidas fora dos períodos de ponta. Da mesma forma, a energia consumida nos horários de ponta ou fora de ponta são mais caras no período de estiagem (seco) do que no período chuvoso (úmido).

Quando se aproxima a data de revisão tarifária, as distribuidoras enviam à Aneel projeções de venda de energia (MW/h) e de demanda (kV), com a finalidade de que a seja calculada a receita verificada. Esse cálculo é feito da seguinte forma: suponha que a distribuidora Z projete vender nos 12 meses subseqüentes à data de revisão tarifária (ano-teste

³³ Período definido pela concessionária e composto por três horas diárias consecutivas, compreendido geralmente entre 17h e 22h, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, esse horário é determinado levando-se em conta as características do sistema elétrico local (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³⁴ Período composto pelas 21 horas diárias complementares ao horário de ponta. Sábados e domingos são considerados horários fora de ponta (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³⁵ Período de sete meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

³⁶ Período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2000).

futuro) 5 milhões de kV de demanda e 10 milhões de MW/h de energia divididos entre diferentes subgrupos de nível de tensão, horários e períodos do ano, conforme a tabela 18.

Tabela 18

Projeção de mercado de venda da distribuidora hipotética Z (quantidade)

Nível de tensão	Projeção de venda						Energia convencional (MW/h)	
	Demanda (kV)		Energia horosazonal (MW/h)					
	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta			
Seca			Úmida	Seca	Úmida			
A1	301.247	301.247	29.414	13.711	239.809	116.131	-	
A2	713.878	1.090.607	60.836	41.034	768.600	506.145	-	
A3a	-	24.356	250	159	6.884	4.480	-	
A4	1.005.650	1.563.016	90.725	65.883	1.183.290	803.118	-	
B1	-	-	-	-	-	-	4.542.339	
B2	-	-	-	-	-	-	1.267.538	
B3	-	-	-	-	-	-	259.657	
Subtotal	2.020.775	2.979.225	181.25	120.788	2.198.580	1.429.874	6.069.533	
Total geral	5.000.000		10.000.000					

Elaboração do autor a partir de informações de distribuidoras estudadas.

Sobre a projeção de venda física (tabela 18), aplicam-se as tarifas vigentes da distribuidora, isto é, ainda sem reajuste. Suponha que as tarifas da distribuidora Z sejam compostas por tarifa convencional (tabela 16) e por tarifa horosazonal azul (tabela 17).

Essas tarifas aplicadas ao mercado projetado pela da distribuidora Z (tabela 18) resultam na receita verificada, ou seja, na receita projetada para ocorrer nos próximos 12 meses caso a distribuidora não tivesse suas tarifas reajustadas (tabela 19).

Tabela 19

Receita projetada da distribuidora hipotética Z (em R\$)

Nível de tensão	Projeção de venda						Energia convencional	
	Demanda		Energia horosazonal					
	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta			
Seca			Úmida	Seca	Úmida			
A1	3.964.413	825.417	2.205.131	398.758	12.716.893	5.235.204	-	
A2	13.556.539	5.671.154	5.476.466	3.276.187	47.637.852	27.099.010	-	
A3a	-	179.748	36.429	21.374	476.697	274.124	-	
A4	23.119.883	11.988.329	13.697.729	9.203.919	84.948.421	50.941.753	-	
B1	-	-	-	-	-	-	1.162.657.019	
B2	-	-	-	-	-	-	175.262.413	
B3	-	-	-	-	-	-	60.045.606	
Subtotal	40.640.835	18.664.649	21.415.576	13.400.239	145.779.863	83.550.090	1.397.965.038	
Total parcial	59.305.485		1.662.110.987					
Total geral	1.721.416.471							

Elaboração do autor a partir de informações de distribuidoras estudadas.

Então, projetando vender 5 milhões de kV de demanda e 10 milhões de MW/h de energia, a distribuidora Z terá uma receita de R\$ 59.305.485 com a venda de demanda e de R\$ 1.662.110.987 com a venda de energia, totalizando R\$ 1.721.416.471 de receita total verificada no ano-teste futuro.

4.3.1 O problema no cálculo da receita verificada

Por meio das entrevistas, verificou-se que existem maneiras das distribuidoras interferirem no cálculo da receita verificada.

Essa possibilidade pode ocorrer por meio da alteração nos quantitativos de energia e de demanda projetados para os diferentes subgrupos tarifários sem que se altere o total da energia e da demanda vendida, mantendo-se inalterada o balanço energético.

Isso significa que a distribuidora pode informar uma quantidade maior de energia vendida em um determinado nível de tensão que apresenta uma tarifa menor, compensando essa quantidade a mais com uma menor quantidade vendida em um nível de tensão que apresenta uma tarifa maior. Nesse caso o somatório da quantidade total de energia e de demanda vendidos em todos os níveis de tensão permaneceria constante, porém a projeção de receita ficaria artificialmente subestimada. Como a receita verificada é denominador na fórmula de reposicionamento, a subestimação da receita verificada aumenta o índice de reposicionamento tarifário.

Para compreender melhor os efeitos da manipulação das projeções de vendas físicas (MW/h e kV) sobre o índice de reposicionamento tarifário, realizou-se um exercício utilizando-se as informações de mercado da distribuidora hipotética Z, mencionada na tabela 18 valorada pelas tarifas constantes da tabela 16 e da tabela 17.

Supondo que para fins de cálculo do índice de reposicionamento tarifário a distribuidora Z envie à Aneel projeção manipulada de venda física (tabela 20), na qual foram migradas, em um mesmo nível de tensão, quantidades de demanda da ponta (tarifas maiores) para a demanda fora da ponta (tarifas menores), e energia na ponta e fora de ponta do período seco (tarifas maiores) para o período úmido (tarifas menores). Além disso, migrou-se quantidades de energia e de demanda dos níveis de tensão menores (tarifas maiores) para os níveis maiores (tarifas menores).

Tabela 20

Projeção manipulada de mercado de venda física da distribuidora hipotética Z (quantidade)

Subgrupo tarifário	Projeção de venda						Energia convencional (MW/h)	
	Demanda (kV)		Energia horosazonal (MW/h)					
	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta			
Seca			Úmida	Seca	Úmida			
A1	260.844	522.098	24.848	28.464	221.666	261.746	-	
A3	520.138	1.360.764	44.678	62.667	567.049	778.863	-	
A3a	-	24.356	175	234	4.819	6.545	-	
A4	633.559	1.678.239	57.157	83.791	745.473	1.042.294	-	
B1	-	-	-	-	-	-	4.088.105	
B2	-	-	-	-	-	-	1.747.737	
B3	-	-	-	-	-	-	233.691	
Sub-total	1.414.542	3.585.458	126.858	175.155	1.539.006	2.089.448	6.069.533	
Total geral	5.000.000		10.000.000					

Elaboração do autor a partir de informações de distribuidoras reais.

A tabela 21 apresenta um comparativo entre o mercado real da distribuidora hipotética Z (tabela 18) com o mercado manipulado (tabela 20), na qual é possível observar que somente os quantitativos dos subgrupos tarifários foram alterados, mantendo-se constantes o total da demanda e da energia projetados. Assim, não será possível à Aneel observar esse comportamento oportunista apenas com a elaboração do balanço energético dessa distribuidora, pois o resultado da tabela 3 e da fórmula (4) ficará inalterado independentemente se for utilizado o mercado real ou o manipulado.

Tabela 21

Comparativo entre projeções reais e manipuladas de demanda e de energia (quantidade)

Subgrupo tarifário	Demanda real (A)	Demanda manipulada (B)	Varição em % (B/A)	Energia real (C)	Energia manipulada (D)	Varição em % (D/C)
A1	602.494	782.943	30	399.062	536.723	34
A3	1.804.484	1.880.902	4	1.376.616	1.453.256	6
A3a	24.356	24.356	0	11.772	11.772	0
A4	2.568.665	2.311.799	-10	2.143.017	1.928.715	-10
B1	-	-	-	4.542.339	4.088.105	-10
B2	-	-	-	1.267.538	1.747.737	38
B3	-	-	-	259.657	233.691	-10
Sub-total	5.000.000	5.000.000	0	10.000.000	10.000.000	0

Elaboração do autor.

Aplicando-se às tarifas da tabela 16 e da tabela 17 aos montantes da tabela 20, obtêm-se os valores para a receita verificada manipulada (tabela 22).

Tabela 22

Receita verificada manipulada da distribuidora hipotética Z (em R\$)

Subgrupo Tarifário	Projeção de receita						Energia convencional	
	Demanda		Energia horosazonal					
	Ponta	Fora de ponta	Ponta		Fora de ponta			
			Seca	Úmida	Seca	Úmida		
A1	3.432.713	1.430.549	1.862.854	1.865.790	11.754.946	11.799.492	-	
A3	9.877.430	7.075.973	4.021.871	5.003.320	35.145.671	41.700.335	-	
A3a	-	179.748	25.501	31.492	333.688	400.488	-	
A4	14.565.527	12.872.096	8.629.569	11.705.601	53.517.505	66.112.728	-	
B1	-	-	-	-	-	-	1.046.391.317	
B2	-	-	-	-	-	-	241.659.604	
B3	-	-	-	-	-	-	54.041.045	
Subtotal	27.875.669	21.558.367	14.539.795	18.606.202	100.751.811	120.013.044	1.342.091.966	
Total parcial	49.434.036		1.596.002.817					
Total geral	1.645.436.853							

Elaboração do autor.

Em relação à informação original (tabela 19), a receita total de demanda diminuiu 17% e a receita total de energia diminuiu 4%, conforme comparativo expresso na tabela 23.

Tabela 23

Comparativo entre projeções reais e manipuladas de receita (em R\$)

Subgrupo tarifário	Demanda real (A)	Demanda manipulada (B)	Varição em % (B/A)	Energia real (C)	Energia manipulada (D)	Varição em % (D/C)
A1	4.789.830	4.863.262	2	21.055.986	27.283.082	30
A3	19.227.694	16.953.402	-12	83.489.515	85.871.197	3
A3a	179.748	179.748	0	808.625	791.168	-2
A4	35.108.213	27.437.623	-22	158.791.822	139.965.403	-12
B1	-	-	0	1.162.657.019	1.046.391.317	-10
B2	-	-	0	175.262.413	241.659.604	38
B3	-	-	0	60.045.606	54.041.045	-10
Sub-total	59.305.485	49.434.036	-17	1.662.110.987	1.596.002.817	-4

Fonte: elaboração do autor.

Supondo que a Aneel tenha calculado a receita requerida da distribuidora Z em R\$ 2.237.841.413 e essa não possua outras receitas, caso essa distribuidora informasse à Aneel o valor correto da receita verificada (R\$ 1.721.416.471,00), aplicando-se a fórmula (1), o índice de reposicionamento tarifário dessa distribuidora resultaria em 30% .

Porém, em decorrência da manipulação do mercado, o valor da receita verificada foi subestimado, passando a ser de R\$ 1.645.436.853,00. Com isso, caso a distribuidora Z informasse à Aneel o valor da receita manipulada, aplicando-se a fórmula (1), o índice de reposicionamento tarifário, que teria o valor correto de 30%, passaria a ter o valor de 36%.

O aumento de seis pontos percentuais no índice de reposicionamento tarifário representa, nesse exemplo, um ganho adicional anual para a distribuidora de R\$ 103.334.465,64 acima da receita requerida calculada pela Aneel. Esse ganho da distribuidora será perpetuado até a próxima revisão tarifária ordinária.

Além da possibilidade de manipulação da receita verificada por meio da alteração na composição do mercado projetado, constatou-se a prática de comportamentos oportunistas com duas distribuidoras de energia elétrica semelhantes ao descrito anteriormente. Em um dos casos relatados nas entrevistas uma determinada distribuidora (aqui referida como distribuidora “A”) informou à Aneel uma projeção de mercado incorreta. Nessa projeção a distribuidora A omitiu o fato de um grande consumidor seus haver migrado do nível de tensão A4 (2,3 a 25 kV) para o nível A1 (230 kV ou mais).

Muito embora esse consumidor tenha migrado para um nível de tensão que apresenta tarifas menores, a energia consumida por esse consumidor aumentou de forma que, mesmo com a redução da tarifa, a receita da distribuidora aumentou. Porém, em vez de informar à Aneel a projeção de receita verificada, considerando a migração de nível de tensão do consumidor para o A1 e o respectivo crescimento do consumo desse consumidor, a

distribuidora A simplesmente omitiu esse fato do regulador, informando o consumo antigo do consumidor no nível A4. Isso fez com que a receita verificada da distribuidora A ficasse artificialmente menor, aumentando o índice de reposicionamento tarifário.

Outro caso de comportamento oportunista relatado foi o de uma distribuidora (aqui referida como distribuidora “B”), que estava construindo uma rede de energia para que um determinado consumidor migrasse do nível A3 (69 kV) para o nível A1 (230 kV), ou seja, de um nível com tarifas mais elevadas para um nível com tarifas menores.

O fato é que esse consumidor acabou não migrando para o nível de tensão A1, permanecendo no nível A3. Esse consumidor tinha, porém, a intenção de deixar de ser um consumidor cativo da distribuidora B para se tornar consumidor livre e, assim, ter a possibilidade de adquirir energia de outras distribuidoras ou geradoras.

A distribuidora B, para não perder esse consumidor e mantê-lo como cativo, havia concedido a ele um desconto nas tarifas cobradas. Ou seja, apesar de esse consumidor se encontrar de fato no nível A3, a distribuidora o faturava como se ele estivesse no nível A1.

Ocorre que a distribuidora B informou à Aneel projeções de mercado considerando a energia adquirida por esse consumidor como no nível A1 (230 kV), em vez do nível A3, fazendo com que a receita verificada informada à Aneel fosse menor do que a receita verificada real, conseqüentemente, aumentando o índice de reposicionamento tarifário. Na prática, isso significava que o desconto concedido pela distribuidora estava sendo pago pelos demais consumidores cativos da distribuidora, em uma espécie de subsídio cruzado.

Dessa forma, ao utilizar as projeções das distribuidoras, a Aneel submete-se à informação sobre a qual tem acesso em quantidade e qualidade inferiores às distribuidoras que

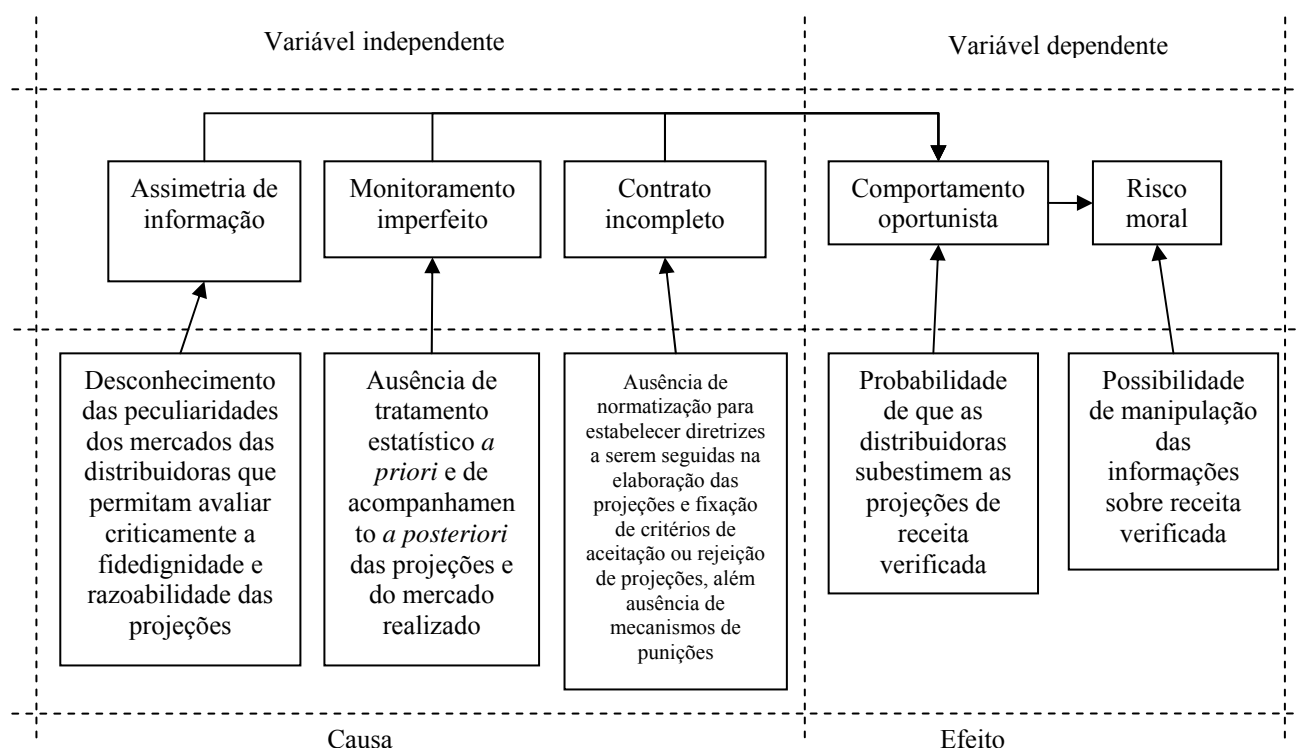
as produziram. Essa desvantagem prejudica a capacidade da Aneel avaliar a fidedignidade ou razoabilidade das informações, principalmente em se tratando de projeções.

Esse problema é agravado ante a ausência de monitoramento das projeções de receita verificada, informadas pelas distribuidoras, pois se observou que não havia tratamento estatístico *a priori* que validasse as projeções feitas pelas distribuidoras, e mesmo de acompanhamento *a posteriori* do comportamento do mercado de venda realizado, de maneira que identificasse e mensurasse os desvios em relação às projeções. Isso é comprovado pelo fato de, segundo os entrevistados, a conduta oportunista das distribuidoras “A” e “B” só ter sido descoberta casualmente as vésperas da publicação do índice de reposicionamento tarifário.

Aliado ao monitoramento imperfeito, existia ainda imperfeição nos procedimentos de cálculo da receita verificada, haja vista o fato de ter sido identificada ausência de procedimentos para tornar menos subjetiva as projeções elaboradas pelas distribuidoras. Dessa forma, não havia normatização para estabelecer diretrizes a serem seguidas pelas distribuidoras quando da elaboração das projeções de receita verificada e para a fixação de critérios de aceitação ou rejeição de tais projeções, além de mecanismos de punição caso das distribuidoras informarem projeções comprovadamente manipuladas.

Assim, a possibilidade de risco moral no cálculo da receita verificada estaria relacionada à probabilidade de as distribuidoras enviarem projeções subestimadas para a receita verificada (figura 14).

Figura 14
Possíveis problemas no cálculo da receita verificada



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

4.4 OUTRAS RECEITAS

As outras receitas, a exemplo da receita verificada, também são projetadas e informadas pelas distribuidoras, e quanto maior o seu valor, menor é o índice de reposicionamento tarifário.

Essas receitas não estão relacionadas ao fornecimento de energia elétrica a consumidores finais e são oriundas de três fontes: receitas extraconcessão, receitas da prestação de serviços e receitas de suprimento.

As receitas extraconcessão compreendem aquelas resultantes de operações realizadas pela concessionária, que não estão relacionadas diretamente ao objeto da concessão, ou seja, dizem respeito a atividades empresariais desenvolvidas por meio de outros negócios que não os de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. O valor dessa

receita é deduzido da receita requerida (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005a, 2005b).

As receitas de prestação de serviço são oriundas de arrendamento de instalações, aluguéis de postes para passagem de cabos telefônicos e serviços de consultoria prestados pelas distribuidoras, dentre outras. Também constituem receitas que são deduzidas da receita requerida (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005a, 2005b).

A receita de suprimento refere-se à venda de energia elétrica para outra distribuidora ou para cooperativas de eletrificação rural localizadas dentro da área de concessão da distribuidora. O valor dessa receita é adicionado à receita verificada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005a, 2005b).

Como as distribuidoras de energia elétrica exploram uma concessão de um serviço público, as receitas auferidas pela distribuidora com outras atividades que não a exploração dos serviços de energia elétrica deve ser parcialmente destinada a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, as quais serão consideradas nas revisões tarifárias ordinárias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 1997).

A maneira encontrada pela Aneel para operacionalizar o compartilhamento dessas receitas com os consumidores finais foi a de deduzir da receita requerida o valor integral das receitas extraconcessão e de prestação de serviços, conforme fórmula (1).

4.4.1 O problema no cálculo de outras receitas

Como as outras receitas constituem projeções elaboradas pelas distribuidoras que têm impacto negativo sobre o índice de reposicionamento tarifário, os problemas são basicamente o mesmo da receita verificada. Assim, as distribuidoras podem informar uma projeção subestimada à

Aneel, ou mesmo deixar de informar novas receitas que deverão ter início nos meses seguintes à data do reposicionamento.

Isso pode ser exemplificado da seguinte forma: suponha que uma distribuidora tenha uma receita verificada de R\$ 100 milhões e uma receita requerida calculada pela Aneel de R\$ 150 milhões. Considere que ela projete o valor das receitas extraconcessão e de prestação de serviços em R\$ 30 milhões, dos quais R\$ 20 milhões serão oriundos de novas atividades a terem início alguns meses após a data de reposicionamento tarifário. Suponha, ainda, que essa distribuidora decida informar à Aneel apenas as projeções das receitas extraconcessão e de prestação de serviços existentes, ou seja, R\$ 10 milhões.

Nas condições mencionadas anteriormente, se a distribuidora informasse à Aneel o valor correto, ela teria um índice de reposicionamento de 20%, pois a receita requerida de R\$ 150 milhões seria deduzida das receitas extraconcessão e de prestação de serviços (R\$ 30 milhões) e, finalmente dividida pela receita verificada (R\$ 100 milhões).

No entanto, se a distribuidora informar à Aneel as projeções manipuladas, o índice de reposicionamento passa a ser de 40%, pois a receita requerida de R\$ 150 milhões seria deduzida de R\$ 10 milhões.

A tabela 24 mostra que as projeções de outras receitas elaboradas pelas distribuidoras para o período de abril de 2003 a março de 2004 ficaram abaixo do valor efetivamente auferido nos anos de 2003 e 2004. Isso sugere que as projeções de outras receitas podem ter sido subestimadas.

Tabela 24

Comparativo entre os valores de outras receitas projetados e realizados (R\$ mil)

Distribuidora	Realizado em 2003	Projetado para abr./03 a mar./04	Realizado em 2004
AES Sul	12.123	11.228	13.692
Coelba	39.956	21.088	48.397
Energipe	4.647	3.406	4.767
Enersul	8.574	5.569	12.095

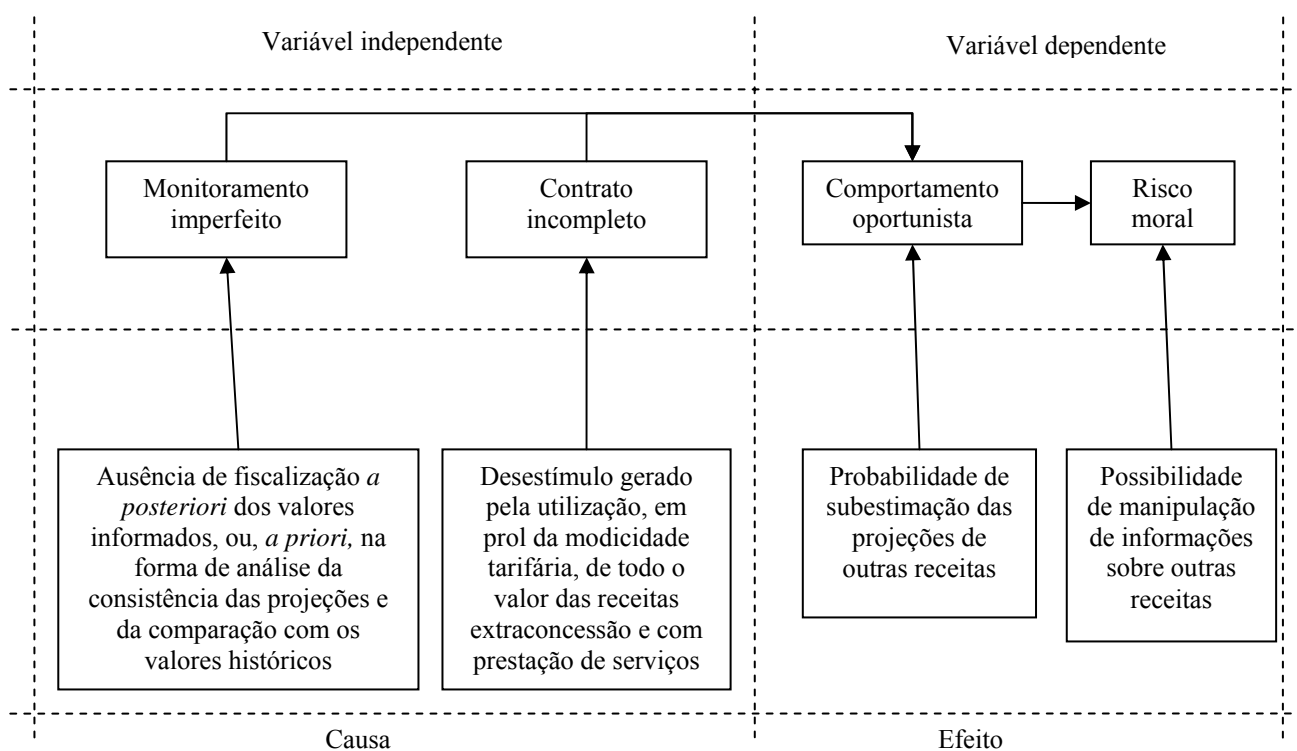
Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2003a, 2005a, 2005b) e Comissão de Valores Mobiliários (2005)

Conforme constatado nas entrevistas, esse comportamento oportunista da distribuidora só é possível se não for feito nenhum tipo de monitoramento por parte da Aneel, seja na forma de fiscalização *a posteriori* dos valores informados para outras receitas, ou *a priori*, na análise da consistência das projeções efetuadas pelas distribuidoras e da comparação com os valores históricos.

Além dos problemas mencionados, há imperfeição no procedimento utilizado para garantir modicidade tarifária, já que o valor das receitas extraconcessão e de prestação de serviço é considerado integralmente em prol da modicidade tarifária, isto é, o valor de outras receitas é subtraído integralmente da receita requerida e não parte, como previsto nos contratos de concessão.

Essa situação gera um desestímulo ao desenvolvimento de qualquer atividade não relacionada à exploração dos serviços de energia elétrica, pois a distribuidora sabe que os investimentos e os custos associados à nova atividade não serão cobertos pela receita do serviço. Essa imperfeição, se por um lado desestimula a distribuidora a investir em outras atividades que beneficiaria o próprio consumidor final por meio da redução de suas tarifas, por outro lado, acaba aumentando a possibilidade risco moral, pois como nenhum monitoramento *ex ante* e *ex post* é realizado, isso torna pequenas as chances das distribuidoras serem descobertas caso decidam praticar comportamentos oportunistas (figura 15).

Figura 15
Possíveis problemas no cálculo de outras receitas



Elaboração do autor a partir da pesquisa bibliográfica, documental e das entrevistas.

5 CONCLUSÕES

Com base na pesquisa bibliográfica, nesta dissertação pesquisou-se a possibilidade de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário de distribuidoras de energia elétrica sob a ótica do principal em um contexto regulatório, no qual esse risco estaria associado a uma conduta oportunista de um agente regulado após um evento contratual formal e explícito em procedimentos, metodologias ou resoluções.

Sendo um dos problemas de agência ao nível contratual, a ocorrência do risco moral caracteriza-se por comportamentos oportunistas após um evento contratual em face das imperfeições do arranjo contratual, do monitoramento imperfeito, da assimetria de informação e do conflito de interesse.

Conforme a teoria da regulação (Seção 2.6), no *price cap* a necessidade de informações da firma regulada (agente) é menor do que na tarifação pelo custo do serviço, reduzindo a dependência de informações prestadas pelas empresas reguladas e, conseqüentemente, a assimetria de informação. Apesar disso, a assimetria de informação ainda persiste em relação à diversas informações utilizadas pelo regulador (principal) no cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

Em relação à assimetria de informação, observou-se na Seção 4 que as distribuidoras são detentoras das informações relevantes e necessárias à tomada de decisão da Aneel. Ao possuírem vantagens informacionais, tão logo sejam explicitados os procedimentos, metodologias e regulamentos, que serão utilizados pela Aneel, há a possibilidade de as distribuidoras praticarem condutas oportunistas visando a maximizar o índice de reposicionamento tarifário.

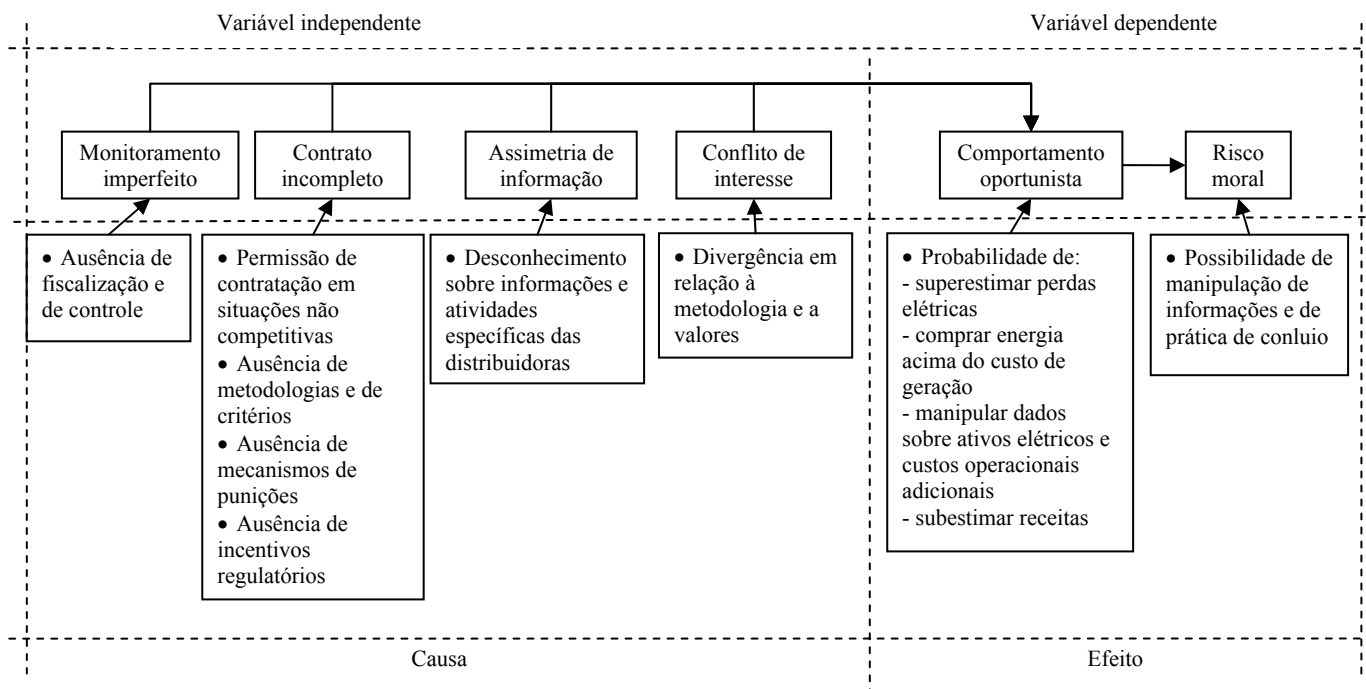
A presença de informações assimétricas é agravada diante da ausência de monitoramento adequado. Conforme se apurou, grande parte das informações utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário não é fiscalizada ou validada pela Aneel. Isso é particularmente importante quando se constata que, embora a Aneel busque dispor de uma metodologia de reposicionamento tarifário que evite o uso de informações das distribuidoras, ainda persiste a dependência de informações-chaves prestadas por elas.

Como os procedimentos, metodologias e resoluções empregados pela Aneel no processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário estabelecem critérios e regras que vinculam regulador e regulados, pode-se considerá-los, segundo a visão de ARROW (1968), como espécies de eventos contratuais. Esses eventos contratuais, quando incompletos ou com lacunas, propiciam aos regulados tirarem vantagens das imperfeições neles existentes, aumentando a possibilidade de risco moral. Isso é particularmente importante quando há a percepção, para os regulados, de que os custos de um comportamento oportunista serão inferiores aos benefícios porventura auferidos.

O conflito de interesse também aumenta a possibilidade de risco moral, pois as distribuidoras, ao possuírem interesses diversos e antagônicos aos interesses da Aneel, podem ser tentadas a praticar comportamentos oportunistas em situações em que haja assimetria de informação e monitoramento imperfeito por parte do regulador.

Dessa forma, como resultado da pesquisa, estabeleceu-se um esquema de causa-efeito (figura 16) com a identificação de diversas situações nas quais poderiam ocorrer problemas de risco moral durante o processo de cálculo do índice de reposicionamento tarifário.

Figura 16
Causas do risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário



Elaboração do autor.

Dentre os procedimentos de cálculo da parcela A, identificou-se que poderiam ocorrer problemas de risco moral no cálculo do valor da compra de energia. Esse problema surgiria em virtude da probabilidade de manipulação pelas distribuidoras do histórico de perdas enviado à Aneel e pela possibilidade de conluio entre distribuidoras e geradoras (partes relacionadas ou não) para contratação de energia por um valor acima do VN.

Em relação às perdas elétricas, constatou-se que a ausência de fiscalização das perdas históricas, informadas pelas distribuidoras, e de metodologia de cálculo para as perdas técnicas poderiam propiciar às distribuidoras informarem à Aneel histórico de perdas superiores às efetivamente incorridas.

A possibilidade de risco moral na contratação para a compra de energia estaria refletida na possibilidade de conluio entre geradoras e distribuidoras para aquisição de energia pelo teto de repasse do VN, independentemente de o custo da energia gerada pela

distribuidora ser menor do que o VN. Isso ocorreria em virtude dos seguintes fatores: i) dificuldade de calcular VN que reflitam os custos de geração médios de diferentes tipos de usinas; ii) interesse das distribuidoras e das geradoras de que o VN seja o mais elevado possível; iii) possibilidade de o preço contratado pela distribuidora ser repassado até 11,5% acima do VN; e iv) permissão para que distribuidoras possam comprar energia de partes relacionadas.

No cálculo da parcela B, identificou-se a possibilidade de a distribuidora manipular informações utilizadas pela metodologia de empresa de referência para calcular os custos operacionais. Esse risco poderia ocorrer em razão do desconhecimento da Aneel de informações específicas relativas a cada distribuidora. Esse problema era agravado pelo fato de não terem sido feitas fiscalizações ou controles que dessem certa segurança ao regulador no que se refere à confiabilidade das informações prestadas pelas distribuidoras. O peso dos custos operacionais no índice de reposicionamento tarifário e as divergências entre as distribuidoras e a Aneel contribuiriam ainda mais para aumentar a possibilidade de prática de comportamentos oportunistas por parte das distribuidoras.

Com relação à receita verificada e outras receitas, os problemas encontrados estavam relacionados: i) ao desconhecimento da composição e das peculiaridades do mercado das distribuidoras que permitissem ao regulador uma visão crítica das projeções elaboradas pelas distribuidoras; ii) à ausência de tratamento estatístico e de acompanhamento das projeções realizadas; iii) a ausência de fiscalização dos contratos de outras receitas; iv) à ausência de fixação de critérios e diretrizes para elaboração de projeções pelas distribuidoras; e v) à destinação de todo valor de outras receitas para a modicidade tarifária. A conjugação desses fatores contribuiria para a possibilidade de subestimação proposital da receita verificada e de outras receitas.

Pode-se concluir, então, que existiu a possibilidade de risco moral no cálculo do índice de reposicionamento tarifário das distribuidoras de energia elétrica pesquisadas nesta dissertação.

Como recomendação para trabalhos futuros, propõe-se investigar o tema da captura regulatória, visando a identificar as implicações econômicas e sociais da captura do regulador pelos regulados.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de dados:** dados de mercado de 2000 e de 2003. Disponível em: <http://abradee.org.br/tab_privatiz.asp>. Acesso em: 20 jul. 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Contrato de concessão n.ºs. 1/97, 2/97, 3/97, 4/97, 5/97, 7/97, 8/97, 10/97, 12/97, 13/97, 14/97 e 1/98.** Contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica celebrado entre a União e as concessionárias de distribuição de energia elétrica enersul, Cemig, Cemat, Energipe, Cosern, Coelba, AES Sul, RGE, CPFL e Coelce. Brasília: Aneel, 1997. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 jun. 2005.

_____. **Resolução Aneel n.º 456, de 29 de novembro de 2000.** Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2000. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 19 ago. 2005.

_____. **Resolução Aneel n.º 185, de 4 de abril de 2002.** Homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica, fixa os valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e estabelece a receita anual de instalações de conexão, referentes à Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Brasília: Aneel, 2002a. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 ago. 2005.

_____. **Resolução Aneel n.º 488, de 29 de agosto de 2002.** Regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE n.º 7, de 21 de agosto de 2002, aprovada pela Presidência da República, em 22 de agosto de 2002, no que se refere à aplicação dos valores normativos vigentes até a data da edição da Resolução Aneel n.º 248, de 6 de maio de 2002, para a energia gerada pelos empreendimentos que especifica. Brasília: Aneel, 2002b. Disponível em: <www.Aneel.gov.br>. Acesso em: 5 ago. 2005.

_____. **Resolução Aneel n.º 493, de 3 de setembro de 2002.** Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Brasília: Aneel, 2002c. Disponível em: <www.Aneel.gov.br>. Acesso em: 15 maio 2005.

_____. **Notas técnicas n.ºs 40, 41, 42, 43, 47, 48, 49, 50, 51 e 52/2003-SRE/Aneel e Anexos:** proposta de revisão tarifária da Cemig, CPFL, Cemat, Enersul, AES Sul, RGE, Coelce, Cosern, Energipe e Coelba, respectivamente. Brasília: Aneel, 2003a. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 13 mar. 2005.

_____. **Revisão tarifária periódica da Rio Grande Energia Elétrica S/A – RGE:** proposta preliminar SRE/Aneel de 8/1/2003. Brasília: Aneel, 2003b.

_____. **Respostas e esclarecimentos da Aneel às contribuições e comentários recebidos nas audiências públicas sobre as revisões tarifárias periódicas da Cemat (AP 5/2003), Enersul (AP 6/2003), Cemig (AP 7/2003), CPFL (AP 8/2003), RGE (9/2003), AES Sul (10/2003), Coelce (AP 11/2003), Cosern (12/2003), Energipe (13/2003) e Coelba (AP 14/2003).** Brasília: Aneel, 2003c. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 29 jul. 2005.

_____. **Nota técnica nº 152/2003–SRE/Aneel complementar à Nota técnica nº 48/2003–SRE/Aneel**: resultados estabelecidos pela Resolução Aneel nº 198, de 16 de abril de 2003. Brasília: Aneel, 2003d. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 4 set. 2005.

_____. **Notas técnicas n.ºs 97, 100 e 101-SRE/Aneel**: resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da CEMAT, RGE e AES SUL, respectivamente. Brasília: Aneel, 2004. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 6 ago. 2005.

_____. **Notas técnicas n.º 118/2005-SRE/Aneel**: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica a consumidores finais atendidos pela Rio Grande Energia - RGE. Brasília: Aneel, 2005a. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 23 jul. 2005.

_____. **Notas Técnicas n.ºs 72, 103, 104, 105, 109, 113, 114-SRE/aneel**: resultados finais da primeira revisão tarifária periódica da Coelce, Cemig, Enersul, CPFL, Cosern, Coelba e Energipe, respectivamente. Brasília: Aneel, 2005b. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acessado em 6 de agosto de 2005.

_____. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília: Aneel, 2005c. Disponível em: <<http://www.Aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 maio 2005.

ARAÚJO, H.; PIRES, J. Regulação e arbitragem nos setores de serviços públicos no Brasil: problemas e possibilidades. **Revista de Administração Pública**. Rio de Janeiro, v. 34, n. 5, p. 9-28, set.-out. 2000.

ARBAGE, A. A economia dos custos de transação e o gerenciamento da cadeia de suprimentos. ENCONTRO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 2003.

ARROW, K. The economics of moral hazard: further comment. **American Economic Review**. v. 53, n. 3, p. 537-539, jun. 1968.

AZEVEDO, P.; FARINA, E.; SAES, M. **Competitividade**: mercado, Estado e organizações. São Paulo: Singular, 1997.

AZEVEDO, E. Agências reguladoras. **Revista de Direito Administrativo**. Rio de Janeiro, v. 213, jul.-set. 1998.

BEEKES, W. **Earnings mangement in response to regulatory price review**. A case study of the political cost hypothesis in the water and electricity sectors in England and Wales. Lancaster University Management School. Working Paper, n. 56, p. 1-39. 2003.

BEESLEY, E; LITTLECHILD, C. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. **The Rand Journal of Economics**, v. 20, n. 3, 1989.

BENJÓ, I. **Fundamentos de economia da regulação**. Rio de Janeiro: Thex, 1999.

BERG, S; TSCHIRHART, S. **Natural monopoly regulation**: principles and practice. Cambridge University Press. Cambridge, 1988.

BORENSTEIN, C. Regulação em setores de infra-estrutura: a sociedade no controle externo das organizações. **Revista de Administração Pública**. Rio de Janeiro, v. 34, set.-out. 2000.

BRASIL. **Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Brasília: 1993. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 5 jul. 2005.

_____. **Lei n.º 9.427 de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Brasília: 1996. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br>>. Acessado em 12 de dezembro de 2004.

_____. **Decreto n.º 2.335 de 6 outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -Aneel, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. Brasília: 1997. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 12 dez. 2004.

COASE, R.H. **The nature of the firma**. Econômica, 1937.

COELHO, V.; FISHER, T. A atuação dos novos agentes reguladores em um contexto de reestruturação do setor energético brasileiro: O caso ARCON. ENCONTRO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 2002.

COLL, C.M. **Instituciones economicas en la economia de mercado**: virtudes e inconvenientes. 2002. Disponível em: <<http://www.eumed.net/cursecon/1/inst.htm>>. Acesso em: 20 set. 2004.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS. **Companhias abertas**: demonstrações contábeis de 2003 e 2004. Disponível em <<http://www.cvm.gov.br>>. Acesso em: 8 dez. 2005.

EISENHARDT, K. M. Agency theory: an assessment and review. **Academy of Management Review**. v. 14, n. 1, p. 57-74, 1989.

FAGUNDES, J; PONDE, J; POSSAS, M. **Regulação da concorrência nos setores de infraestrutura no Brasil**: elementos para um quadro conceitual. 1997. Disponível em: <http://www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/regulacao_da_concorrancia_nos_setores_de_infra-estrutura_no_brasil.pdf>. Acesso em: 5 fev. 2005.

FAMA, E.; JENSEN, M. Agency problems and residual claims. **Journal of Law and Economics**. v. 26, jun., p. 1-28, 1983.

FISHER, T. *et al.* Capacitação avançada em regulação: desafios institucionais às interorganizações do setor de energia elétrica no Brasil e alternativas críticas à retórica da competência. ENCONTRO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 2001.

FOSS, N.; LANDO, H.; THOMSEN, S. The theory of firm. **Copenhagen Business School**, p. 1-20, 1998.

GASKELL, George. Entrevistas Individuais e Grupais. In: BAUER, Martin W.; GASKELL, George. (Ed.). **Pesquisa qualitativa com texto, imagem e som**: um manual prático. Tradução de Pedrinho A. Guareschi. 2. ed. Petrópolis: Vozes, 2002.

GIFONI, G. **Instituições regulatórias do transporte rodoviário intermunicipal de passageiros**: o caso das agências reguladoras estaduais brasileiras. 2002. 199 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Transportes) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

GLEASON, G. **Theory of agency and contracts**. New Mexico University, Classes Notes, 2003. Disponível em: <<http://www.unm.edu/~gleasong/a/notes/topic5.html>>. Acesso em: 10 jun. 2004.

GÓMEZ-LOBO, A; VARGAS, M. La regulación de las empresas sanitárias em Chile: uma revisão crítica. **Revista Perspectivas**. v. 6, n. 1, p. 89-109, 2002.

GONZÁLEZ RÍO, M. **Metodología de la investigación social**: técnica de recolección de datos. Alicante: Aguaclara, 1997.

JENSEN, M. Self – Interest, altruism, incentives & Agency Theory. **Journal of Applied Corporate Finance**. v. 7, n. 2, p. 1-16, 1994.

JENSEN, M.; MECKLING, W. Theory of the Firm: managerial behavior, agency cost and ownership structure. **Journal of Financial Economics**. v. 3, n. 4, p. 1-78, 1976.

KASSAI, J.; KASSAI, S.; NOSSA, V. A teoria do agenciamento e a contabilidade. ENCONTRO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 2000.

KÖCHE, J. **Fundamentos de metodologia científica**. Petrópolis: Vozes, p.1-180, 1997.

KREPS, D. **A course in microeconomic theory**. Princeton: University Press. 1990.

LANE, J. Relevance of the principal-agent framework to public policy and implementation. **National University of Singapore, Faculty of Arts e Sciences**. Work paper series 2003. Disponível em <<http://faz.nus.edu.sg/ppp/docs/wp/wp29.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2004.

LEVY, B; SPILLER, P. Regulations, institutions and commitment in telecommunications: a comparative analysis of five country studies. In: **Proceedings of the World Bank annual conference on development economics**. Washington, 1993.

MACIEL, C.; VILLELA, A. **A regulação do setor de infra-estrutura econômica**: uma comparação internacional. Brasília: Ipea, 1999. Texto para discussão n.º 684.

MAJONE, G. Do Estado positivo ao Estado regulador: causas e conseqüências de mudanças no modo de governança. **Revista do Serviço Público**. Brasília, n. 1, p. 5-34, jan.-mar., 1999.

MANKIW, N. **Macroeconomia**. Rio de Janeiro: LTC, 1998.

MARTIN, M. Agency theory and design of efficient governance mechanisms. **Rotman School of Management**. University of Toronto, 2001.

MATIAS-PEREIRA, J. Reforma do Estado, transparência e democracia no Brasil. **Revista Acadêmica de Economia**, 2004, n. 26. Disponível em <www.eumed.net/curdecon/ecolat>. Acesso em: 23 mar. 2005.

MATIAS-PEREIRA, J. Políticas públicas de defesa da concorrência e de regulação econômica: as deficiências do sistema brasileiro de defesa da concorrência. **Revista de Administração Contemporânea - RAC**, vol. 10, nº. 2, abril/junho, 2006, p. 51-73.

MEIRELLES, H. L. **Direito administrativo brasileiro**. São Paulo: Malheiros Editores Ltda., 2004.

MITNICK, Barry M. **La economía política de la regulación**. México: Fondo de Cultura Económica, 1989.

MORAES, L. R. **A reestruturação dos setores de infra-estrutura e a definição dos marcos regulatórios**. Ipea, Brasília, 1997.

MOURA, M. Agências regulatórias no Brasil: os casos dos setores de telecomunicações, eletricidade e petróleo/gás natural. **Revista do Serviço Público**. Brasília, ano 53, n. 2, abr.-jun., 2002.

OLIVEIRA, A; LOSEKANN, L. Regra de repasse: solução ou problema? In: Carlos Raul Borenstein *et al.* (Org). **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

PATTON, Michael Quinn. **Qualitative evaluation methods**. Beverly Hills: Sage, 1980.

PEANO, C. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel**. 2005. 129f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração), São Paulo.

PECI, A. **Novo marco regulatório para o Brasil da pós-privatização: o papel das agências reguladoras em questão**. ENCONTRO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 1999.

_____. **Setor elétrico, privatização e reestruturação: uma nova rede em construção?** ENCONTRO NACIONAL DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ADMINISTRAÇÃO. **Anais**, 2001.

PINDYCK, R.; RUBINFELD, D. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books, 1994.

PINTO, H.; PIRES, M. **Assimetrias de informações e problemas regulatórios**. Rio de Janeiro. Agência Nacional do Petróleo. fev. 2000.

PIRES, J; PICCININI, M. **Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 1998. Texto para Discussão n.º 64.

_____. **A economia brasileira nos anos 90: A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 1999.

PRZEWORSKI, A. Sobre o desenho do Estado: uma perspectiva agent x principal. In: Bresser Pereira, Luiz Carlos & Spink, Peter Kevin (Orgs). **Reforma do estado e administração pública gerencial**. Rio de Janeiro, FGV, 1998.

QUIVY, R.; CAMPENHOUDT, L. **Manual de investigação em ciências sociais**. Lisboa: Gradiva, 1998, p. 1-282.

RICHARDSON, R. **Pesquisa social: métodos e técnicas**. São Paulo: Atlas, 1985.

SÁ, E. A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro. **Revista do BNDES**. Rio de Janeiro, v. 2, n. 3, jun. 1995.

SCHRADER, A. **Introdução à pesquisa social empírica**. Porto Alegre: Globo, 1978, p. 1-275.

SELLTIZ, C. *et al.* **Métodos de pesquisa nas relações sociais**. São Paulo: EPU, v. 1, 1987.

SIMON, H. **Comportamento administrativo**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 1965.

TRIPODI, T.; FELLIN, P.; MEYER, H. **Análise da pesquisa social**. Rio de Janeiro: Livraria Francisco Alves S.A., 1975. p. 1-338.

VASCONSELLOS, F. B. Aneel: a regulação do setor elétrico. In: Luiza Helena Moll (Org). **Agências de regulação do mercado**. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2002.

VIEIRA, J. P. **Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias**. 2005. 208 f. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia/Escola Politécnica/Faculdade de Economia e Administração), São Paulo.

VERAS, L. A. R. **Valor normativo: um mecanismo regulatório efetivo?** Brasília: Aneel, 2002.

WILLIAMSON, O. **Las instituciones económicas del capitalismo**. México: Fondo Nacional de Cultura Económica, 1989.

_____. **The mechanisms of governance**. New York: Oxford University Press, 1996.

WORSHAM, J. Multiple principals, multiple signals: a signaling model of principal-agent relations. **Meeting of the National Public Management Research Conference**. Georgetown University, 2003, p. 1-13.

YIN, Robert K. **Case study research: design and methods**. Thousand Oaks: Sage, 1994.

APÊNDICES

Apêndice A

Roteiro de entrevista

NOME:		CÓDIGO:	
ÁREA:		Nº. DE PÁGINAS TRANSCRITAS:	
DATA:	INÍCIO:	TÉRMINO	DURAÇÃO:
TÓPICOS GERAIS			
TÓPICO 1: ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO			
<p>1) Em sua opinião, qual o grau de fidedignidade das informações prestadas pelas distribuidoras à Aneel para o cálculo do reposicionamento tarifário? Justifique.</p> <p>2) Em sua opinião, no processo de cálculo do reposicionamento tarifário, existe a possibilidade de as distribuidoras informarem valores propositadamente incorretos para a Aneel? Se isto ocorrer, quais as chances de as distribuidoras serem descobertas? Justifique.</p> <p>3) Em sua opinião, a Aneel dispõe de informações suficientes sobre as condições econômicas, financeiras, técnicas e operativas das distribuidoras para proceder ao cálculo do reposicionamento tarifário? Justifique.</p>			
TÓPICO 2: CONFLITO DE INTERESSE			
<p>4) Em sua opinião, há possibilidade de divergências entre a Aneel e as distribuidoras acerca das metodologias empregadas no cálculo do reposicionamento tarifário? Justifique.</p> <p>5) Em sua opinião, durante o processo de reposicionamento tarifário, as distribuidoras podem atuar de forma que contrariem os interesses da Aneel? Justifique.</p>			
TÓPICO 3: MONITORAMENTO IMPERFEITO			
<p>6) Em sua opinião, as informações prestadas pelas distribuidoras são fiscalizadas e/ou validadas antes de serem utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário? Justifique.</p> <p>7) Em sua opinião, após a data de revisão tarifária, é realizado algum tipo de acompanhamento dos impactos do reposicionamento sobre a distribuidora? Justifique.</p>			
TÓPICO 4: COMPORTAMENTO OPORTUNISTA			
<p>8) Em sua opinião, durante o processo de reposicionamento tarifário, há a possibilidade das distribuidoras omitirem informações da Aneel ou mesmo fornecerem informações manipuladas? Justifique.</p> <p>9) Em sua opinião, durante o processo de reposicionamento tarifário, há espaço para algum tipo de comportamento oportunista por parte das distribuidoras? Justifique.</p>			
TÓPICO 5: CONTRATO INCOMPLETO			
<p>10) Em sua opinião, há algum aspecto metodológico ou normativo relacionado ao cálculo do reposicionamento tarifário que não foi previsto na época das primeiras revisões tarifárias, mas que deveria ter sido considerado? Justifique.</p> <p>11) Em sua opinião, é possível que o processo de cálculo do reposicionamento tarifário, tal como era feito em 2003, gere contingências futuras a favor ou contra as distribuidoras? Quais seriam?</p>			

(continua)

Apêndice A

Roteiro de entrevista

QUESTÕES ESPECÍFICAS
TÓPICO 6: PERDAS ELÉTRICAS
<p>12) Você saberia informar se a Aneel tem conhecimento do montante real de perdas elétricas das distribuidoras? Você sabe como é feita essa apuração?</p> <p>13) Você saberia informar como é feita a validação das informações de perdas utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário?</p> <p>14) Em sua opinião as distribuidoras teriam interesse em informar valores irreais de perdas para que fossem utilizadas no cálculo do reposicionamento tarifário?</p>
TÓPICO 7: CUSTOS OPERACIONAIS
<p>15) Você saberia informar se os dados necessários ao cálculo dos custos de operação e de manutenção das distribuidoras são submetidos a algum tipo de tratamento com o intuito de garantir sua fidedignidade?</p>
TÓPICO 8: RECEITA VERIFICADA E OUTRAS RECEITAS
<p>16) Você saberia informar se em relação às projeções de receita informadas pelas distribuidoras, existe algum tratamento estatístico ou fiscalização <i>a posteriori</i>?</p> <p>17) Em sua opinião existe a possibilidade de as distribuidoras informarem valores propositadamente incorretos para as projeções de mercado de venda e de outras receitas? Se isto ocorrer, na sua visão, quais as chances da distribuidora ser descoberta?</p>
TÓPICO 9: VALOR NORMATIVO E REGRAS DE REPASSE
<p>18) Em sua visão, haveria possibilidade de assimetria de informação na definição do valor normativo?</p> <p>19) Em sua opinião, qual a possibilidade de conluio entre geradores e distribuidores para comercializarem energia acima do valor normativo? É possível que essa prática tenha ocorrido?</p>

Elaboração do autor.

Apêndice B

Dados dos entrevistados (entrevistas semi-estruturadas)

Nº	Sexo	Formação	Profissão (função)	Experiência Profissional	Data da entrevista	Duração
A1	M	Engenharia elétrica Mestrado em finanças	Servidor público federal	Aneel	25/11/2005	1h10min
A2	F	Engenharia elétrica Mestrado em economia da regulação e defesa da concorrência	Técnico de nível superior da Aneel	Aneel	6/12/2005	1h17min
C1	M	Economia Mestrando em economia	Consultor em regulação econômica	Consultor de distribuidoras de energia elétrica Aneel	18/11/2005	41min
C2	M	Engenharia Economia Pós-graduação em economia	Consultor do MME	MME Aneel Dnaee Furnas	26/11/2005	1h15min
M2	M	Economia Mestrado em economia	Servidor público federal	MME Aneel	28/11/2005	46min

Elaboração do autor.

ANEXOS

Anexo A

Informações prestadas pelas distribuidoras (realizado e projetado)

1. Quantidades físicas de energia elétrica comprada (demanda de potência em kW e energia em MW/h);
2. Despesas com energia elétrica comprada;
3. Quantidades físicas de energia elétrica vendida (demanda e energia);
4. Número de consumidores residenciais;
5. Receitas de venda de energia elétrica;
6. Despesas com operação e manutenção;
7. Receitas com atividades extraconcessão;
8. Outras receitas;
9. Perdas elétricas;
10. Quantidade de escritórios comerciais e centros de atendimentos;
11. Plano de investimentos;
12. Laudo de avaliação da base de remuneração nos termos da Resolução n.º 493/02;
13. Encargos trabalhistas e contribuições legais.

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica.

Anexo B

Informações socioeconômicas das distribuidoras (2003)

Empresas	Número de consumidores					Consumo total (GWh/ano)	Área de concessão	
	Res.	Ind.	Com.	Rural	Total	Total	km ²	Nº de Muni.
AES Sul	819.845	12.272	73.801	81.152	994.597	6.939	99.267	123
Cemat	569.698	10.634	64.204	53.283	706.456	3.665	906.807	138
Cemig	4.729.673	68.139	523.055	368.057	5.744.178	32.618	567.740	774
Coelba	2.873.176	16.910	240.573	155.275	3.338.898	9.403	563.374	415
Coelce	1.686.963	7.110	137.969	251.384	2.108.579	5.970	146.348	184
Cosern	689.867	4.191	54.838	27.557	789.339	2.944	53.307	167
CPFL	2.626.112	39.546	247.786	89.261	3.027.971	18.869	90.440	234
Energipe	389.418	3.023	27.240	8.686	434.281	1.853	17.419	63
Enersul	503.544	4.451	53.279	45.839	613.829	2.782	329.270	72
RGE	790.201	29.785	92.916	127.775	1.052.275	6.086	90.718	254
Brasil	45.184.234	506.034	4.231.706	2.664.048	53.078.787	290.664	8.514.215	5.561

Fonte: Abradee, disponível em <http://abradee.org.br/tab_privatiz.asp>, acesso em: 20 jul. 2005.