

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM**  
**ECONOMIA**



**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Uma Aplicação do Modelo Principal-Agente: A  
ANEEL e os Concessionários de Transmissão de  
Energia Elétrica**

**Antonio Pérez Puente**



**Universidade Federal de Pernambuco**

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – CCSA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA –  
PIMES**

Uma Aplicação do Modelo Principal-Agente: A ANEEL  
e os Concessionários de Transmissão de Energia Elétrica

**POR**

**ANTONIO PÉREZ PUENTE**

**RECIFE 2005**

**ANTONIO PÉREZ PUENTE**

**Uma Aplicação do Modelo Principal-Agente: A ANEEL e os  
Concessionários de Transmissão de Energia Elétrica**

Dissertação submetida ao Programa  
de Pós-Graduação em Economia da  
Universidade Federal de  
Pernambuco, em cumprimento às  
exigências para a obtenção do título  
de **Mestre em Economia**.

**Prof. Docteur Francisco de Sousa Ramos**

**Orientador**

**RECIFE – PE  
2005**

**Pérez Puente, Antonio**

**Uma aplicação do Modelo Principal-Agente : a ANEEL e os concessionários de transmissão de energia elétrica. – Recife : O Autor,2005**

**Xii, 78 folhas : il., fig. tab.,quadros.**

**Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2005.**

**Inclui bibliografia.**

- 1. Economia – Microeconomia.**
- 2. Transmissão de energia elétrica – Relação ANEEL e concessionarios de transmissão – Regulação do serviço.**
- 3. Contrato ANEEL e concessionários – Modelo Principal-Agente – Função utilidade, aversão ao risco e custo de agência.**
- 4. Aplicação e otimização das restrições.**

**I.Título.**

**330.101.542 CDU (2.ED.) UFPE**

**338.5 CDD (22.ed.) BC2005-234**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA  
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO  
DO MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE

ANTÔNIO PÉREZ PUENTE

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera o candidato Antônio Pérez Puente **APROVADO**.

Recife, 06/04/2005



Prof. Dr. Francisco de Souza Ramos  
Orientador



Prof. Dr. Álvaro Barrantes Hidalgo  
Examinador Interno



Prof. Dr. Paulo de Melo Jorge Neto  
Examinador Externo/CAEN/UFC



A Daniel e Maria.

## AGRADECIMENTOS

A Ceça, pelo amor, compreensão e paciência durante a realização do mestrado e dissertação;

A Antonia, que me disse que devia estudar e me ensinou a perseverar;

A José, que me ensinou o que não devia fazer, durante as férias em sua chácara, e a Adelaida, José e Pedro, pelo suporte à minha formação;

A Eichi Hayakawa e Rosalvo Martins que me iniciaram nos caminhos da matemática e a Hector Arango, que me mostrou sua abrangência e permitiu que a compreendesse;

Ao amigo, orientador e professor Francisco de Sousa Ramos, por compartilhar os seus conhecimentos e pela confiança depositada, que em muito contribuíram para a elaboração deste trabalho;

A todos os professores do curso de mestrado, pelos ensinamentos transmitidos e convívio na universidade;

À Chesf, pela oportunidade concedida para realização do mestrado e pelo suporte durante a realização deste trabalho;

Aos muitos colegas da Chesf e da Transener, que me incentivaram e pacientemente colaboraram com suas experiências e na obtenção dos dados para preparação desta dissertação;

Aos colegas Roberto Knijnik, Melchior, Vilmar Villa e Edson Silva, da ANEEL, ONS e UFSC que muito colaboraram na formulação inicial do objeto de estudo.

“La vida es corta, pero ancha”.

provérbio espanhol

## RESUMO

PUENTE, A.P. **Uma aplicação do modelo Principal-Agente: A ANEEL e os concessionários de transmissão de energia elétrica.** 2005. 91f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

A reforma institucional do setor elétrico brasileiro implantada em 1998 criou o serviço público de transmissão de energia. Esse serviço é prestado por um conjunto de concessionários de transmissão que disponibilizam suas instalações de transmissão aos agentes de produção e de consumo de energia elétrica, e atuam sob coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os serviços são explorados mediante contrato de concessão com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A receita dos concessionários não depende da quantidade de energia transportada, mas unicamente da permanência em serviço das instalações em operação, sob ordens do ONS. Para incentivar a continuidade do serviço, a ANEEL introduziu nos contratos penalidades quando as instalações de transmissão são desligadas, seja por acidente ou para manutenção. No presente trabalho se analisa a relação ANEEL – Concessionários à luz do Modelo Principal-Agente. Um modelo para representar o negócio de transmissão é proposto, e realizada uma aplicação tomando por base os dados de um concessionário de grande porte. São analisados os parâmetros de penalização atualmente adotados pela ANEEL, e propostos ajustes nos mesmos, em função da aversão a risco dos concessionários, de modo a minimizar o custo de agência e encontrar o ótimo econômico.

Palavras-chave: modelo principal-agente, regulação do serviço de transmissão de energia elétrica, aversão a risco, contratos.

## ABSTRACT

PUENTE, A. P. **An Application of Principal-Agent Model: The ANEEL and the electric power transmission utilities**, 2005. 91p. Thesis (MSc in Economy) – Centre for Applied Social Sciences, Federal University of Pernambuco, Recife 2005.

The Brazilian Electricity Sector Reform, implemented in 1998, created the electric power transmission service. This service is performed by several utilities, that contract their assets with the National Grid Operator -ONS, and, ensemble, supplies transmission's services to electric power producers and consumers. According to the transmission services' rules, the receipted of the service do not depend on the amount of electric power transmitted, but on assets' availability only. ANEEL, the regulator agency, established penalties on the utilities when any asset is unavailable, as an incentive to the service's quality. This thesis analyses the contract constraints ruled by ANEEL, in accord with the Principal-Agent theory. A model to simulate transmission service under Principal-Agent constraints is developed, including agents risk aversion, and applied to a case considering a large transmission utility data. The actual parameters considered by ANEEL in the penalties formula are analyzed. The results of the simulations shown that actual parameters should be reduced to achieve better economic efficiency. Optimum parameters are suggested to reduce the agency costs, considering the risk aversion of the transmission utilities.

Key words: Principal-Agent Model, regulation of electric power transmission, risk aversion, contracts.

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 - Função Utilidade com Aversão a Risco .....	31
FIGURA 2 - Aumento da Aversão ao Risco .....	32
FIGURA 3 - Taxa falhas em Linhas de Transmissão vs Gastos O&M.....	49
FIGURA 4 - Taxa de falhas Linhas vs Investimento em O&M de Linhas.....	49
FIGURA 5 - Investimentos totais vs Desempenho de Linhas .....	50
FIGURA 6 - Taxas de Falhas de Transformadores (%) .....	51
FIGURA 7 - Excedente de penalização vs Aversão a risco.....	68
FIGURA 8 - Fator de Penalidade vs Risco.....	69
FIGURA 9 - Estimação do Ko Ótimo em Função da Aversão ao Risco.....	71

## ÍNDICE DE QUADRO E TABELAS

QUADRO 1 – Estimação da participação dos principais parâmetros na formação da Receita Anual Permitida – RAP, numa obra específica. ....	34
TABELA 1 – Indicadores de Desempenho Técnico .....	43
TABELA 2 – Tempos médios de reparo de Linhas de Transmissão.....	44
TABELA 3 – Disponibilidade Equipamentos (%) .....	45
TABELA 4 – Dados Econômicos da Chesf período 1998-2003 .....	46
TABELA 5 – Dispêndios (milhões pesos de 1999).....	47
TABELA 6 – Taxas de falhas de linhas de transmissão.....	47
TABELA 7 – Taxas de falhas de linhas de transmissão.....	48
TABELA 8 – Fatores de Escala.....	53
TABELA 9 – Formação dos dados econômicos da Empresa de Baixo Desempenho	53
TABELA 10 – Manutenção – em R\$ milhões/ano.....	54
TABELA 11 – Duração da Indisponibilidade – base anual.....	55
TABELA 12 – Excedente de Penalidade.....	67
TABELA 13 – Fator de Penalidade Ótimo em Função da Aversão ao Risco. ....	69
TABELA 14 – Estimação de Ko em Função da Aversão ao Risco para 2 Agentes...	70

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

### ABREVIATURAS

**kV** – quilovolt

### SIGLAS

**ABDIB** - Associação Brasileira da Infra-estrutura e Indústria de Base

**ABRATE** - Associação Brasileira das Grandes Empresas Transmissoras de Energia Elétrica

**ANEEL** - Agência Nacional de Energia Elétrica

**GCOI** - Grupo Coordenador da Operação Interligada

**Chesf** - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

**CPST** - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

**CUST** - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

**Dp** – duração do desligamento programado, em minutos, ocorrido no mês

**Do** – duração do desligamento não-programado, em minutos, ocorrido no mês

**ICMS** – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

**IPCA** - Índice de Preços ao Consumidor Amplo

**Kp** – multiplicador do tempo de desligamento programado da instalação

**Ko** - multiplicador do tempo de desligamento não-programado da instalação

**MAE** - Mercado Atacadista de Energia Elétrica

**MME** - Ministério de Minas e Energia

**Mc** – Manutenção corretiva

**Mp** – Manutenção preventiva

**O&M** - Operação e Manutenção

**ONS** - Operador Nacional do Sistema Elétrico

**PV** - Parcela Variável

**RAP** - Receita Anual Permitida

**RI** – Restrição de Incentivo

**RP** – Restrição de Participação

**RESEB** - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

**Transener** – Companhia de Transporte de Energia Elétrica em Alta Tensão

**TTR** - Tempo de Reparo Técnico

**UFSC** - Universidade Federal de Santa Catarina

## SUMÁRIO

<b><u>1. INTRODUÇÃO.....</u></b>	<b><u>1</u></b>
<b><u>2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA .....</u></b>	<b><u>4</u></b>
2.1 A REVISÃO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO .....	4
2.2 O MODELO DE TRANSMISSÃO ADOTADO NO BRASIL .....	6
<b><u>3. A TEORIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS E O MODELO PRINCIPAL-AGENTE .....</u></b>	<b><u>12</u></b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	12
3.2 A REGULAÇÃO POR INCENTIVOS.....	12
3.2.1 Regulação do “Serviço pelo Custo” .....	13
3.2.2 Regulação por Incentivos (rateio de lucros ou custos).....	14
3.2.3 Regulação do Serviço pelo Preço .....	15
3.3 SÍNTESE DO MODELO PRINCIPAL-AGENTE .....	16
3.3.1 Um modelo de Risco Moral .....	18
3.3.2 Informação Completa (primeiro-ótimo) .....	19
3.3.3 Risco Moral (segundo-ótimo).....	21
3.3.4 Os Custos do Risco Moral .....	24
3.3.5 Mais de Dois Níveis de Esforço .....	25
<b><u>4. A FUNÇÃO UTILIDADE DA CONCESSIONÁRIA DE TRANSMISSÃO .....</u></b>	<b><u>28</u></b>
4.1 INTRODUÇÃO.....	28
4.2 DESCRIÇÃO TEÓRICA.....	28
4.3 A TECNOLOGIA DA FIRMA DE SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO .....	33

<b><u>5. A FUNÇÃO INVESTIMENTOS EM MANUTENÇÃO DA TRANSMISSÃO VERSUS DESEMPENHO DAS INSTALAÇÕES ..</u></b>	<b>40</b>
5.1 INTRODUÇÃO.....	40
5.2 LEVANTAMENTO DE DADOS .....	43
5.3 METODOLOGIA APLICADA E SIMULAÇÃO .....	48
5.4 COMPOSIÇÃO DOS DADOS PARA AS EMPRESAS DE ALTO DESEMPENHO E BAIXO DESEMPENHO .....	54
5.4.1 Custos de Operação e Manutenção – O&M .....	54
5.4.2 Duração dos Desligamentos Programados e Não-Programados.	55
5.4.3 A correlação entre Parcela Variável e Manutenção Corretiva...	56
5.4.4 A correlação entre Duração Desligamentos Programados e Não-Programados.....	57
<b><u>6. APLICAÇÃO DO MODELO PRINCIPAL-AGENTE AOS CONTRATOS DE TRANSMISSÃO .....</u></b>	<b>59</b>
6.1 INTRODUÇÃO.....	59
6.2 FORMATAÇÃO DO PROBLEMA.....	59
6.3 RESULTADOS PARA PARÂMETROS $K_P$ E $K_O$ EM USO .....	66
6.4 SIMULAÇÕES PARA BUSCA DOS PARÂMETROS $K_P$ E $K_O$ ÓTIMOS.....	68
6.5 ANÁLISE DE RESULTADOS .....	72
<b><u>7. CONCLUSÕES .....</u></b>	<b>74</b>
7.1 RELATIVAS À ADOÇÃO DOS PARÂMETROS $K_P$ E $K_O$ ÓTIMOS.....	74
7.2 RELATIVAS AO MODELO PRINCIPAL-AGENTE.....	74
7.3 SUGESTÕES DE APERFEIÇOAMENTO.....	74
<b><u>8. REFERÊNCIAS.....</u></b>	<b>77</b>

## 1. Introdução

A ANEEL introduziu, nos contratos de prestação de serviço que compõem as licitações para novas concessões de serviço público precedidas de obras, um conjunto de regras visando assegurar a qualidade do serviço prestado, baseado em estímulos econômicos.

Além disso, em 2004, estava em estudo nessa agência uma nova regulamentação para estender a todas as concessões de transmissão essa forma de incentivo à qualidade do serviço prestado.

Os estímulos econômicos estabelecidos pela ANEEL, desde 1999, são formados por um desconto na receita dos concessionários, denominado “Parcela Variável –PV”:  
eles podem perder até 12,5% da receita bruta anual da concessão, e até 50% da receita mensal de uma instalação num único mês.

Por seu lado, os concessionários de serviços públicos de transmissão têm se queixado do elevado risco a que estão expostos com essa regulamentação.

Por se tratar de uma atividade de capital intensivo, bem como devido à forte regulamentação e supervisão de suas atividades, os agentes alegam que descontos dessa monta em sua receita são elevados e podem inviabilizá-los. Dessa forma, as associações representativas desses concessionários têm se dirigido à ANEEL buscando estabelecer regras de aplicação da PV mitigando seus efeitos (ABRATE/ABDIB, 2003).

A adoção deste mecanismo pela ANEEL está fundamentada na Teoria dos Incentivos, conforme pode ser observada nos trabalhos de LAFFONT e TIROLE (1998) e LAFFONT e MARTIMORT (2002), dentre outros. Especificamente no que se refere à transmissão de energia elétrica, existem no Brasil poucos trabalhos, evidenciando-se os de TONDELLO (2001) e SOARES (2002), os quais analisaram, em suas dissertações,

os efeitos da regulação por incentivos proposta pela ANEEL sobre uma determinada empresa de transmissão de energia elétrica.

Os dois trabalhos realizados contribuíram para formular um modelo que possibilita quantificar o valor esperado dos descontos nas receitas das empresas, adotando os mesmos parâmetros regulatórios propostos pela ANEEL, mas não fundamentaram suas análises na Teoria de Incentivos, o que permitiria aferir sua eficiência econômica e a sua adequação regulatória.

Como mostraram TONDELLO (2001) e SOARES (2002), sabe-se que a restrição de incentivo introduzida pela ANEEL nos contratos eleva o risco do negócio percebido pelos agentes e, conseqüentemente, estes cobrarão um prêmio pelo risco por ocasião das licitações das novas concessões, ou, para as concessionárias antigas, pleitearão aumento de suas receitas nas revisões tarifárias. Considerando que a ANEEL também tem por meta buscar a modicidade tarifária, deve ser do interesse de ambos que a penalização para assegurar que o concessionário envide seus melhores esforços seja a menor possível.

Tem-se, portanto, um *trade-off*: baixa penalidade pode conduzir a um serviço de qualidade duvidosa, e penalidade elevada pode inviabilizar as empresas. Assim sendo, é essencial que sejam realizados estudos que busquem captar quais seriam os valores ótimos para as penalidades, de forma a que haja incentivos a ofertar um serviço de boa qualidade, e que a sobrevivência econômica da empresa não se veja comprometida, ou seja, que os incentivos funcionem na boa direção.

O objetivo da dissertação é analisar se os contratos oferecidos pela ANEEL para os novos concessionários de transmissão são compatíveis com o modelo Principal-Agente suportado pela teoria de regulação por incentivos, e se as restrições oferecidas, visando assegurar-se que os agentes optarão por adotar um esforço elevado, estariam adequadas e com o menor custo de agência.

Além desta introdução, a dissertação foi estruturada da seguinte forma: o Capítulo 2 aborda o contexto institucional do setor elétrico, as razões que motivaram a reforma e o modelo institucional adotado para a transmissão de energia elétrica.

O Capítulo 3 conceitua a regulação por incentivos e apresenta a teoria do modelo Principal-Agente, sobre a qual se baseia a linha central da pesquisa desta dissertação.

O Capítulo 4 apresenta o conceito da função utilidade, estendido para um agente, em função da riqueza e da aversão a risco, necessário para conhecer os parâmetros relevantes de seu comportamento, visando a aplicação da teoria de incentivos no Capítulo 6.

O Capítulo 5 apresenta os dados obtidos, buscando relacionar o esforço realizado pelo agente e seu desempenho técnico, e analisa as informações colhidas, tratando-as para uso no modelo Principal-Agente.

O Capítulo 6 apresenta o desenvolvimento matemático do modelo adotado e os resultados de sua aplicação com os dados tratados no capítulo 5. São analisadas a adequação dos parâmetros regulatórios atualmente adotados pela ANEEL e propostos aqueles que minimizam o custo de agência. Por fim, o capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões para futuras pesquisas.

## **2. Contextualização do Problema**

### **2.1 A Revisão Institucional do Setor Elétrico**

O setor elétrico brasileiro sofreu profunda reestruturação institucional a partir do ano de 1995, iniciando com a edição da Lei nº 9.074/95, regulamentando as concessões de serviços públicos de energia elétrica, seguida pela Lei nº 9.427/97 que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, e pela Lei nº 9.648/98, que segmentou o setor elétrico nos negócios de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia, além de criar o Mercado Atacadista de Energia – MAE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Mais recentemente, a Lei nº 10.848/2004 introduziu mudanças significativas afetando principalmente as regras de produção e comercialização de energia elétrica, mas sem alterar a regulamentação do serviço de transmissão, objeto desta dissertação.

As causas motivadoras, usualmente apontadas para a reformulação institucional do setor, têm sua origem nas mudanças políticas e econômicas ocorridas nos anos 80, tanto no país quanto no ambiente internacional.

Como causas nacionais, destacam-se:

- As tarifas de energia elétrica foram controladas pelo governo federal, como forma de reduzir a inflação, nos diversos momentos críticos da economia brasileira do final dos anos 70 ao início dos anos 90. Isso reduziu a capacidade de geração de recursos do setor necessários à expansão do mesmo;
- Forte aumento do endividamento do setor, realizado sob condições adversas (baixa remuneração das empresas, pelo contingenciamento tarifário, e

elevadas taxas de juros, juntamente com o encurtamento dos prazos de financiamento);

- A inadimplência generalizada das empresas distribuidoras de energia elétrica, pertencentes aos governos estaduais, com as empresas supridoras de energia, pertencentes ao governo federal. Essa inadimplência foi a resposta das concessionárias estaduais à contenção tarifária realizada pelo governo federal, como parte da política de redução da inflação;
- Extinção, pela Constituição de 1988, do Imposto Único sobre energia elétrica, que financiava a expansão do setor, sendo substituído pelo ICMS, que passou a ser cobrado sobre as atividades do setor, e destinado aos estados.

Nessa conjuntura, o setor perdeu seu ordenamento econômico, e ficou incapacitado de atender à demanda crescente de energia do país. Além disso, deteriorou-se significativamente a qualidade do serviço prestado, conforme MEDEIROS (1993).

No ambiente externo, estava em andamento o debate sobre a reforma do estado, que resultou, dentre outras coisas, nas reformas institucionais dos serviços públicos em escala global, conforme PINTO (2001).

Especificamente para o setor elétrico, segundo HUNT e SHUTTLEWORTH (1996), a introdução da competição teve início nos EUA, com a emissão do *Public Utilities Regulatory Policy Act - PURPA* (1978). Essa lei criou o *produtor independente de energia - PIE*, estabelecendo que as concessionárias de energia elétrica deveriam adquirir energia dos produtores ao preço que igualasse os *custos evitados* da concessionária. Com isso, ao longo dos anos 80, a licitação de usinas elétricas para produtores independentes passou a ser a forma preferencial das concessionárias atenderem ao crescimento da demanda em muitos estados norte americanos.

O fato seguinte de maior repercussão na reestruturação da indústria de energia foi a emissão pelo governo da Inglaterra, em 1988, do *White Paper*, propondo a

privatização do setor elétrico. Para alcançar esse objetivo, seria necessário segmentar a Central Electricity Generating Board –CEGB, empresa estatal proprietária de todas as usinas de produção de energia elétrica e de todo o sistema de transmissão no Reino Unido, em empresas menores de produção de energia, e uma única empresa de transmissão. As novas empresas de geração deveriam vender sua energia de forma competitiva às 12 empresas de distribuição existentes à época, num ambiente competitivo. A empresa de transmissão seria a responsável por transportar a energia, despachar as usinas, operar o sistema elétrico interligado, contabilizar a produção e o consumo dos agentes conectados à rede de transmissão. Esse sistema foi implantado em 1990.

Ainda nos anos 80, outros países iniciaram a reestruturação dos seus mercados de energia elétrica. O Chile iniciou sua reforma em 1983, tendo sido um dos precursores, e a Argentina em 1989, em meio a um forte racionamento. Nos anos 90, a reestruturação institucional do setor elétrico esteve na agenda da maioria dos países de todos os continentes.

## **2.2 O modelo de transmissão adotado no Brasil**

No contexto da reforma institucional do setor elétrico, ocorrida no final da década passada, fundamentada no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico – RESEB, da Secretaria Nacional de Energia do Ministério das Minas e Energia, (COOPER & LYBRAND,1998) e nas adequações realizadas pela ANEEL nos anos subseqüentes, formou-se um novo conceito para a concessão de serviço público de transmissão. Esta foi definida como um conjunto de instalações de transmissão que permitem executar uma atividade técnica de transportar energia elétrica de um local a outro (linhas de transmissão, seus terminais e equipamentos associados), ou converter essa energia de um nível de tensão a outro (transformadores, seus terminais e equipamentos associados)<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Para definições, vide Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Transmissão, <http://www.aneel.gov.br>

Essa concepção por si só não abrange todas as partes que fazem o serviço de transmissão de um sistema elétrico. O conjunto de instalações que formam o sistema tem que operar de maneira integrada e coordenada, a fim de evitar o colapso do serviço como um todo, fenômeno conhecido popularmente com o nome de *apagão*. Essa indispensável coordenação, denominada *segurança sistêmica*, tornou-se inviável de ser executada por um concessionário de transmissão, uma vez que a mesma é o resultado das ações do conjunto dos concessionários. Para preencher essa função, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

As concessionárias de transmissão mantêm com o ONS o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, pelo qual autorizam o ONS a representá-las junto aos usuários e se comprometem a acatar todas as ordens de operação do sistema por ele ditadas. Por sua vez, o ONS contrata com os usuários, através do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, a prestação do serviço de transmissão e se encarrega de medir o serviço prestado pelos concessionários. Por fim, o ONS informa aos usuários e transmissores o valor do pagamento que os primeiros deverão realizar a esses últimos pelo serviço prestado. Além disso, para coordenar a operação do sistema elétrico interligado nacional, o ONS dispõe de mecanismos que permitem monitorar, adequadamente, a operação das instalações de transmissão.

Esse arranjo institucional, ao permitir que vários concessionários de transmissão atuem numa mesma área, e até mesmo dentro de uma mesma subestação, possibilitou implantar o novo modelo, superando uma dificuldade que havia sido enfrentada um pouco antes e fracassado, o modelo ENSE<sup>2</sup> (MEDEIROS, 1993). Evidentemente, isso implica na perda de ganhos econômicos de escala proporcionados por uma empresa com uma concessão monopolista regulada.

Por outro lado, esse modelo permite que a expansão da rede ocorra mediante licitação de novas concessões, mesmo em áreas onde já atuam outros concessionários.

---

<sup>2</sup> Modelo ENSE, proposto pela Secretaria Nacional de Energia, em 1990, resumidamente consiste em ter uma única empresa nacional de transmissão, com a responsabilidade de comprar energia de todos os produtores, a diferentes preços, e entregá-la pelo preço médio a todas as empresas de distribuição.

As licitações são vencidas por aqueles que ofertarem o menor valor de receita, fixa, para a construção e exploração do serviço por 30 anos.<sup>3</sup>

Com esse modelo institucional, tornou-se possível introduzir a competição na expansão do sistema de transmissão, justamente no maior componente formador do preço do serviço de transmissão, uma vez que os custos de operação e manutenção numa empresa de transmissão são significativamente inferiores aos de investimento inicial, conforme apresentado mais adiante, no item 4.4.

Para fins de comparação, cabe observar que esse é, talvez, o principal aspecto que difere de uma concessão de distribuição, no tocante à regulamentação da rede elétrica. Nas concessões de distribuição, a expansão do serviço não ocorre por um processo competitivo, mas sim através da imposição regulatória que obriga o distribuidor a expandir o serviço.

Outras peculiaridades importantes do sistema de transmissão, que irão subsidiar a formulação do problema Principal-Agente, abordado no capítulo 6:

- A observabilidade sobre a operação das suas instalações é total. O ONS é dotado de um sistema de aquisição de dados que permite saber, em tempo real, se uma dada instalação de transmissão se encontra em operação ou não. Esta informação é muito importante para o desenho proposto nos contratos, no que se refere à aferição do esforço empreendido pelos concessionários de transmissão para prestar o serviço contratado;
- A qualidade da manutenção das instalações e o estado de conservação não podem ser aferidas diretamente, mas apenas por meios indiretos através das estatísticas de desempenho, pelo aumento do número de saídas forçadas ou do tempo de reparo;

---

<sup>3</sup> Nas licitações realizadas foram registrados deságios de até 53% em relação aos preços iniciais, em especial nos leilões realizados pela ANEEL em 2004.

- As conseqüências para a sociedade devido a interrupção de energia são muito elevadas. Falhas na continuidade do serviço de uma instalação de transmissão podem estar na origem de interrupção do serviço de energia elétrica de grandes proporções. Há registros de ocorrências que desligaram 70% do mercado brasileiro<sup>4</sup>, bem como uma crescente exposição negativa na mídia, e aumento da irritabilidade dos consumidores. Portanto, há uma pressão para melhoria contínua do aumento da qualidade dos serviços, por parte da sociedade; e,
- Dada a redundância das instalações do sistema de transmissão, na maioria das vezes que ocorre uma pane em um determinado equipamento, os usuários não percebem mudanças no serviço prestado, muito embora momentaneamente a segurança do sistema esteja alterada.

Com esse desenho para a indústria, o desafio posto para a ANEEL consistiu em regulamentar a qualidade do serviço prestado por um concessionário que se limita a disponibilizar suas instalações para uso por terceiros, desvinculada da quantidade de energia transportada. Além disso, a qualidade do serviço ao usuário é o resultado do conjunto dos serviços prestados pelos concessionários, e não apenas daquele ao qual o usuário se conecta.

A solução adotada pela ANEEL para a superação desse desafio consiste de duas partes. A primeira, de natureza sistêmica, estabelece padrões que medem o desempenho coletivo do sistema (índices que medem a frequência e a duração das interrupções do serviço) - são os indicadores percebidos pelos usuários, e são monitorados pelo ONS, além de subsidiarem os estudos de expansão do sistema elétrico interligado. A segunda, individual para cada concessionário de transmissão, destinada a assegurar que os agentes prestarão seus melhores esforços, vincula a receita mensal pela prestação do serviço do concessionário diretamente com o tempo que o mesmo deixou de prestar o

---

<sup>4</sup> A título de exemplo, na ocorrência de 21/01/2002, que atingiu os estados SP, PR, SC, RG, MS, MT, RJ, ES, MG e GO, a energia não suprida estimada a partir dos dados do relatório ONS RE-3/045/2002, foi de 47.126 MWh, com um custo social estimado em US\$ 70.689.000 (energia valorada a 1.500US\$/MWh, Relatório da Pesquisa sobre Custo de Interrupção no Fornecimento de Energia Elétrica, GCOI/SCEL/GTAD-01/91, março/91)

serviço<sup>5</sup>. Isso implicará em descontos sempre que os motivos da interrupção dos serviços decorram de sua exclusiva responsabilidade, seja por desligamento devido à pane em suas instalações, seja por desligamentos programados para manutenção das mesmas.

Para criar a vinculação da receita com a qualidade de serviço, ou com vistas a assegurar que o agente preste seu melhor esforço na relação contratual, a ANEEL introduziu nos contratos das novas concessões de transmissão licitadas um desconto por indisponibilidade, denominado “Parcela Variável – PV”, descontada mensalmente do pagamento que faz jus o concessionário. A fórmula é a seguinte:

$$\text{Receita mensal} = \text{PB} - \text{PV}, \text{ com } \text{PV} = \frac{\text{PB}}{1440D} \{ [\text{K}_p \sum D_p] + [\text{K}_o \sum D_o] \}$$

Onde:

PB – pagamento base mensal, fixo, contratado pela prestação do serviço;

D - número de dias do mês a que se refere o pagamento;

K<sub>p</sub> – multiplicador do tempo de desligamento programado da instalação;

K<sub>o</sub> - multiplicador do tempo de desligamento não-programado da instalação;

D<sub>p</sub> – duração do desligamento programado, em minutos, ocorrido no referido mês;

D<sub>o</sub> – duração do desligamento não-programado, em minutos, ocorrido no mês;

Essa equação busca incentivar o concessionário a manter a instalação em serviço na maior parte do tempo possível, preservando a integridade do sistema de transmissão, e conseqüentemente, a qualidade do serviço prestado ao usuário. Na linguagem da Teoria do Principal-Agente, seria a restrição de compatibilidade de incentivos.

---

<sup>5</sup> “deixar de prestar o serviço” aqui significa desligar uma instalação de transmissão para manutenção ou por qualquer outra razão que não o atendimento a um comando do ONS.

A ANEEL estabeleceu o valor para  $K_o=150$  para instalações de 500 kV, com o tempo contado em minutos, para as cinco primeiras horas após o desligamento, reduzindo o seu valor a 10, para o tempo excedente. O valor de  $K_p$  foi fixado em 10, independentemente da duração do desligamento. Como limite superior para desconto por indisponibilidade, os contratos limitam o desconto a 50% da receita mensal por instalação, a 25% da respectiva receita anual individual por instalação e a 12,5% da receita total anual da concessão, tomando por base a receita permitida dos últimos 12 meses consecutivos. O detalhamento operacional de apuração da PV encontra-se normatizado nos Procedimentos de Rede, Módulo 15, documento básico do setor elétrico.

Para estabelecer os valores de  $K_o$  e  $K_p$ , a ANEEL tomou por base as estatísticas de desempenho das linhas de transmissão brasileiras, a experiência de política similar adotada na Argentina, e contratou o suporte técnico da Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC (ANEEL/UFSC, 2000), que realizou o tratamento estatístico da base de dados e ajudou a estimar os descontos esperados na receita dos transmissores, em função dos parâmetros adotados.

Em síntese, o sistema de transmissão brasileiro é formado por um conjunto de concessionários de serviço público. Esses concessionários operam suas instalações de acordo com instruções do ONS. Sua receita, paga pelos usuários, não depende da energia transportada, apenas da disponibilidade da instalação para prestar o serviço. A ANEEL estabeleceu uma regra que penaliza o concessionário em função da interrupção do serviço pelo concessionário. No próximo capítulo será abordada a teoria econômica envolvida na relação contratante-contratado, de forma a subsidiar a análise da relação ANEEL – concessionários de Transmissão.

### 3. A Teoria de Regulação por Incentivos e o Modelo Principal-Agente

#### 3.1 Introdução

Na primeira parte deste capítulo são apresentadas as formas mais usuais de contratação de bens e serviços utilizados pelos governos, focando em especial na prestação de serviços públicos.

Na fixação das tarifas, uma questão essencial é o conhecimento dos custos envolvidos e da tecnologia utilizada, geralmente melhor conhecido pelo prestador de serviços que pelo governo. Isso cria uma assimetria de informação, objeto de estudo da relação Principal-Agente, apresentada na segunda parte deste capítulo.

#### 3.2 A Regulação por Incentivos<sup>6</sup>

Os contratos de uma firma com o governo, para prestação de serviços, costumam ser remunerados com base nos dados da contabilidade da empresa (agregado de custos ou lucro) e da demanda do serviço. Muitos esquemas de incentivo são baseados no custo da empresa, outros no resultado do serviço prestado. Em geral, as transferências de receita do governo (ou consumidor) a uma firma prestadora de serviços são da seguinte forma:

$$t = a - bC,$$

onde:  $t$  é a transferência,  $a$  é um montante fixo,  $C$  são os gastos monetários da firma e  $b$  é a fração do custo assumido pela empresa, onde  $b \in [0,1]$ . Dessa forma,  $b$  representa a intensidade do incentivo dado à firma.

---

<sup>6</sup> Este item está baseado em LAFFONT e TIROLE (1998)

Existem duas formas extremas de contratação com o governo, em relação aos incentivos:

- O contrato tipo *cost-plus*, no qual  $b = 0$ . A firma não arca com nenhum dos seus custos, e portanto, não tem incentivos à eficiência. Quando se trata de prestação de serviços, sem transferências governamentais, este contrato assume a forma de “serviço pelo custo”, no qual o regulador estipula uma tarifa média, ajustando a receita total ao custo total;
- O contrato tipo *Preço Fixo*, no qual  $b = 1$ . A firma se apropria de todos os benefícios de eficiência que alcançar. Neste caso, o incentivo à eficiência é pleno. No caso das contratações, sem transferências do governo, esta modalidade de contrato é conhecida como “serviço pelo preço”, pela qual o regulador estabelece um preço para o produto, ou cesta de produtos e serviços, sem fazer uso explícito dos dados contábeis da firma.

Para os contratos com  $b$ , no intervalo  $(0,1)$ , são denominados “contratos por incentivo”, e a arte de conceber estes contratos se denomina “regulação por incentivos”. Em geral, os incentivos são lineares, porém com limitadores de máxima receita, ou máxima perda, de forma a limitar as transferências do governo ou limitar as perdas da firma.

### **3.2.1 Regulação do Serviço pelo Custo**

O princípio da regulação do serviço pelo custo consiste em equilibrar a receita total com os custos totais. A definição das tarifas para este tipo de contrato normalmente é realizada em duas etapas.

Na primeira, são observados os custos históricos operacionais envolvidos na prestação do serviço no período tarifário anterior, e de investimento realizado mas ainda não depreciado, formador do estoque de capital, ou base de remuneração. Os custos são analisados pelo regulador e expurgados eventuais gastos ou investimentos por ele

considerados injustificados ou imprudentes. Na seqüência, os custos são reajustados em face da inflação esperada para o próximo período tarifário<sup>7</sup>, ou outros eventos, tais como novos investimentos a entrarem em operação. O regulador então deve estabelecer uma taxa de remuneração “justa” e “razoável”, com bases em alternativas que a empresa teria no mercado para atividades com riscos comparáveis. Na realidade, normalmente essa taxa é fixada em lei ou em instrumento legal equivalente, deixando pouca margem de manobra para o regulador. As somas dos custos permitidos e da taxa de retorno aplicadas sobre o capital estabelecem a nova receita da firma.

A segunda etapa consiste na definição das tarifas ou níveis de preços aos usuários para igualar custos com receita. Nos Estados Unidos, e mais recentemente no Brasil, são conduzidas audiências públicas para ouvir as partes durante o processo de definição de tarifas e suportar as decisões do regulador. Trata-se de um processo longo e custoso, tanto para a empresa como para o regulador.

Uma vez que os preços são estabelecidos, estes permanecem fixos até a próxima revisão tarifária, podendo ser reajustados periodicamente por algum índice de inflação ou de algum insumo importante, geralmente estabelecido em cláusula do contrato.

Uma questão crucial na definição dos incentivos num esquema de serviço pelo custo é o prazo entre revisões tarifárias, uma vez que entre as revisões tarifárias o preço é constante (a menos do reajuste devido a inflação), e a firma se apropria temporariamente dos ganhos de eficiência no período entre revisões. Esta é a maior diferença deste sistema em relação ao seu espírito de sistema *cost-plus*, uma vez que neste último caso se requer que os preços acompanhem continuamente os custos.

### **3.2.2 Regulação por Incentivos (rateio de lucros ou custos)**

Estes contratos são revisados automaticamente, quando a variável de controle é atingida, sem a necessidade de longos processos envolvendo audiências públicas. Geralmente a variável de controle é a taxa de retorno, ou o lucro, e o reajuste pode ser

---

<sup>7</sup> No Brasil não se utiliza a expectativa de inflação no processo de revisão tarifária, apenas se considera a inflação ocorrida.

trimestral ou semestral. Para evitar a ineficiência do sistema “cost-plus”, apenas parte dos reajustes dos custos são repassados aos consumidores. Além disso, o “gatilho de reajuste” pode ser acionado por outros fatores, que não só custo de insumos ou taxa de retorno. Padrões de qualidade ou atingimento de metas pré-acordadas podem ser utilizados como incentivos nos contratos.

### **3.2.3 Regulação do Serviço pelo Preço**

Neste sistema, o regulador estabelece o preço máximo a ser cobrado para todos os produtos ou para uma cesta deles, ficando livre o prestador de serviços para cobrar qualquer tarifa até o limite estipulado. Uma cláusula de indexação contratual estabelece os níveis de preços para o período regulatório. No sistema de serviço pelo preço, a regulação não faz uso explícito dos dados contábeis.

Em sua forma pura, o serviço pelo preço tem período regulatório infinito e não são utilizados explicitamente dados de custos para fixação do preço contratual. Paradoxalmente, isso requer do regulador bom conhecimento dos custos e da demanda para se fixar uma tarifa “justa”. Nessas condições é pouco provável que se obtenha o preço ótimo. Preço-teto muito alto fará da firma um monopolista não-regulado, e um preço muito baixo inviabilizará o serviço, sendo difícil de se estabelecer o “preço certo”.

Na prática, assim como no serviço pelo custo, a regulação do serviço pelo preço também estabelece um período de revisão tarifária. Entretanto, os dois métodos diferem em três aspectos. Primeiro: o serviço pelo preço tenta ser prospectivo, no qual os custos passados não determinam o preço futuro. Neste aspecto imita o contrato de preço fixo e, portanto é muito incentivado à eficiência econômica. Segundo: existe a flexibilidade de oscilação de preços abaixo do preço teto, permitindo ajuste da estrutura relativa de

preços. Terceiro: o intervalo de tempo entre revisões tarifárias é exógeno e pré-estabelecido, geralmente 4 ou 5 anos.<sup>8</sup>

A forma básica da regulação pelo preço estabelece o preço do produto, ou da cesta de produtos (neste caso estabelece o valor médio da cesta que não pode ser excedido, mas permite que mude os preços relativos dos produtos de cada cesta), juntamente com a fórmula de reajuste. A fórmula de reajuste do preço é do tipo  $IPC - X + Y$ , onde IPC é o índice de preços ao consumidor, X é um fator de eficiência tecnológica, e Y é o repasse de insumos relevantes não administrados pela firma. Por exemplo, para concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil, Y representa a soma da energia adquirida a terceiros, do preço da transmissão do sistema de alta tensão (Rede Básica) e dos tributos. Se a firma desejar mudar o preço médio do contrato, então é iniciado um processo similar ao de revisão tarifária do serviço pelo custo.

Vários pontos existem em comum nas duas metodologias de tarifação, dentre elas a assimetria de informação entre a firma e o regulador. Este é o ponto que será focado no modelo Principal-Agente apresentado no item seguinte.

### **3.3 Síntese do Modelo Principal-Agente<sup>9</sup>**

O problema “Principal – Agente” surge quando o Principal - P, (governo, ou proprietário de empresa, por exemplo) decide delegar a execução de uma tarefa ou serviço de sua responsabilidade a um terceiro, referenciado na literatura como Agente - A (concessionário de serviços públicos ou gerente). O relacionamento entre eles normalmente é governado através de um contrato, onde são estabelecidas as regras sob as quais deverá ser realizada a tarefa ou prestado o serviço, e as suas recompensas.

---

<sup>8</sup> No Brasil, a Lei 9.427/1997 estabelece que para o setor elétrico o serviço será pelo preço. As concessões de transmissão com instalações anteriores à implantação do novo modelo institucional (1999), possuem um período de revisão da receita de 4 em 4 anos. Por outro lado, as novas concessões de transmissão, licitadas na modalidade de exploração do serviço precedido de obras, não possuem revisão tarifária, porém o contrato estabelece que no 15º ano de exploração, a receita será reduzida a 50% do valor inicial, resultante da licitação pública. Para as concessões de distribuição, a ANEEL pratica 4 anos, embora existam concessões com período tarifário de 3 anos – Escelsa, ou 8 anos – Light, ambas estabelecidas antes da criação da Agência.

<sup>9</sup> Este item está baseado em LAFFONT e MARTIMORT (2002).

Muito frequentemente, na aferição do serviço prestado, dada a sua natureza, não é possível medir quanto esforço foi efetivamente utilizado pelo Agente, seja por informação incompleta ou por ser muito dispendioso ou mesmo inviável efetuar sua aferição. Geralmente a dificuldade reside na detenção da informação ou conhecimento, sendo que o Agente frequentemente detém maior conhecimento que o Principal. Surge então uma assimetria de informação entre eles. No intuito de assegurar que o Agente envidará seus melhores esforços, normalmente são introduzidos “incentivos” no contrato, como forma de motivar o Agente.

A assimetria de informação conduz a dois tipos de problemas. O primeiro denominado de “*seleção adversa*” – o Agente tem acesso a informação ou conhecimento que não é disponível ao Principal como consequência da assimetria referida. O exato custo de oportunidade do serviço, a tecnologia específica utilizada, ou a adequação da tecnologia à habilidade do Agente, são exemplos de conhecimento privado do Agente. O segundo, denominado de “*risco moral*”, quando o Agente pode tomar ações não observáveis pelo Principal, por exemplo, não realizar “seus melhores esforços”, afetando o nível de produção alto, uma vez que esse esforço geraria desutilidade para o Agente, por não ser observável pelo Principal.

Dessa forma, o cerne do problema “Principal–Agente” consiste na arte de elaborar contratos que sejam do interesse do Agente realizar a coisa certa, com seu melhor empenho. Para isso, haverá um preço a pagar e o resultado será normalmente menos eficiente que se houvesse informação perfeita. A essa diferença de eficiência se denomina “**custo de agência**”.

A concepção de contratos eficientes envolve a otimização da utilidade esperada por uma das partes, condicionada a um certo nível mínimo de utilidade esperada da outra parte. Frequentemente uma das partes age como monopólio, maximizando sua utilidade, e a outra age competitivamente, sujeitando-se às restrições do contrato proposto pelo monopolista.

Há duas maneiras de obter um contrato ótimo:

1. Principal Competitivo: Pode-se maximizar a utilidade esperada do agente -  $A$  sujeita à restrição que o principal -  $P$  obtém lucro zero (esse é o caso onde  $P$  compete com outros principais). Essa restrição respeita o fato que se  $P$  não obtiver um montante pelo menos igual ao valor do risco assumido ou do valor investido, ele não terá incentivo a negociar o contrato.

2. Principal Monopolista: Pode-se maximizar a utilidade esperada de  $P$ , sujeita a assegurar que  $A$  obtenha um mínimo do nível da utilidade esperada  $\bar{u}$ . Essa restrição respeita o fato de  $A$  não ser que  $A$  obtenha um mínimo de resultado, ele não fará o contrato com  $P$ . Isso significa que  $A$  dispõe de alguma opção alternativa (por exemplo, ir a outro principal, ou simplesmente manter o *status quo*) e, portanto,  $\bar{u}$  é chamado de “opção externa” ou “utilidade reserva” de  $A$ .

Na presença de *seleção adversa* ou *risco moral*, deve-se adicionar uma restrição a esse problema de otimização, denominada “restrição de incentivo” (RI). Ela reconhece o fato de que tem que ser do interesse privado de  $A$  escolher o contrato que lhe foi proposto (no caso de problema de seleção adversa) ou tomar um nível de ação adequada (no caso de problema de risco moral). Como seria esperado, o valor maximizado de uma função objetivo num problema onde há uma restrição adicional, não pode ser maior que na função sem restrição e, portanto, na presença de informação assimétrica há alguma perda de eficiência.

### 3.3.1 Um Modelo de Risco Moral

Para desenvolver o modelo de risco moral, a parte que pode tomar para si uma ação que somente ele pode observar será referida como  $A$  e a outra parte, incapaz de observar a ação, como  $P$ .

Para fins de apresentação da teoria, considere que há dois estados na natureza ou no ambiente onde se contextualiza o problema, um estado **bom** e outro **ruim**. O estado bom (ou estado 1) está associado ao ambiente favorável (para uma empresa de

transmissão, significaria condições meteorológicas boas, ambiente econômico saudável, incluindo fornecedores de componentes e serviços), com alto faturamento ou lucro,  $y > 0$ , e o estado ruim (ou estado 2), está associado ao ambiente desfavorável, com faturamento ou lucro baixo,  $y - L > 0$ , onde  $L$  representa a redução de faturamento ou lucro devido ao baixo desempenho.

O nível de esforço que  $A$  toma para si será representado por  $e_H$  para o nível de esforço alto, com a probabilidade do estado bom ser realizado de  $p_H$ . De maneira análoga, o nível baixo de esforço  $e_L$  está associado com  $p_L > 0$ . O pressuposto chave é que  $p_L < p_H$  uma vez que os contratos são desenhados para se obter maior resultado  $y$ , associado ao estado bom, de alto esforço. Sabemos que realizar esforço tem custo,  $C(e) = e$ , bem com  $e_H > e_L \geq 0$ . Aqui, esforço toma valores discretos. No geral, ele pode ser uma variável contínua, e a probabilidade de um estado **bom** poderá ser uma função crescente de “ $e$ ” [por exemplo,  $p(e) = e^\alpha$  com  $\alpha \in (0,1)$ ].

### 3.3.2 Informação Completa (primeiro-ótimo)

Suponha que os esforços são observáveis e, portanto,  $P$  pode estipular um nível de esforço desejado no contrato. Seja  $e_i$  o nível de esforço desejado [ $i = L, H$ ]. Como há dois resultados possíveis, pode-se reduzir o problema de decisão, no qual  $P$  escolhe os níveis de receitas de  $A$  nos dois estados possíveis,  $y_1$  e  $y_2$ . Esses níveis de receita deveriam depender principalmente no nível do esforço que é escolhido, e, portanto se o nível de esforço  $e_i$  for escolhido, sejam  $y^1_i$  e  $y^2_i$  os níveis de receitas correspondentes para  $A$ .

Considere-se o caso do Principal competitivo:

$$P \text{ resolve: } \text{Max} \{p_i u(y^1_i) + (1 - p_i)u(y^2_i) - e_i\}$$

A restrição de lucro-zero, no caso do principal competitivo, nos diz que a receita esperada de  $A$  não deve exceder a receita esperada compreendida pela relação:

$$p_i y^1_i + (1 - p_i) y^2_i \leq p_i y + (1 - p_i) (y - L) = y - (1 - p_i)L$$

ou seja, das condições de primeira ordem obtêm-se:

$$u'(y^1_i) = u'(y^2_i) = \lambda.$$

Mas se a utilidade marginal da receita de  $A$  é constante com resultado nos estados Bom e Ruim, então as receitas também o serão. Isto é, o agente  $A$  está plenamente segurado. Se  $y^1_i = y^2_i$ , então a restrição de lucro-zero implica que  $y^1_i = y^2_i = y - (1 - p_i)L$ , isto é, no contrato é dado a  $A$  o valor da receita como certo. Isso é o que se poderia esperar de uma discussão de escolha sob incerteza: é eficiente para uma pessoa neutra ao risco ( $P$ ) tomar todo o risco e assegurar uma outra avessa ao risco ( $A$ ).

Portanto, a utilidade esperada de  $A$  é dada por  $u(y - (1 - p_i)L) - e_i$ .

Qual seria o nível de esforço escolhido? Da função utilidade obtida, tem-se que:

$$u(y - (1 - p_H)L) - e_H \geq u(y - (1 - p_L)L) - e_L, \text{ ou,}$$

$$u(y - (1 - p_H)L) - u(y - (1 - p_L)L) \geq e_H - e_L$$

Alternativamente, usando o teorema do valor médio, a equação acima pode ser expressa por:

$$u'(\bar{y})(p_H - p_L)L \geq e_H - e_L,$$

$$\text{onde } \bar{y} \in [y - (1 - p_L)L, y - (1 - p_H)L].$$

A interpretação é que o benefício social marginal de um nível de esforço alto excede o custo social marginal.

A partir de agora, assume-se que essa condição é satisfeita. Do contrário, mesmo sob a condição de primeiro-ótimo,  $P$  e  $A$  poderiam desejar escolher o nível de esforço baixo, e as coisas não poderiam tornar-se pior num contrato se a escolha do nível de esforço não é observada.

### 3.3.3 Risco Moral (segundo-ótimo)

Suponha agora que o esforço não é observável. Será que o resultado do primeiro-ótimo ainda será implementado, isto é, o nível elevado de esforço será o escolhido e  $A$  estará plenamente assegurado?

Suponha  $P$  assegurando plenamente  $A$ , e esperando que ele vá colocar um nível de esforço alto, isto é,  $y^1_H = y^2_H = y - (1 - p_H)L$ .

Como  $P$ , pela assimetria de informação, não pode ver o que  $A$  vai fazer, deve ser do seu interesse que  $A$  escolha  $e = e_H$ .

A utilidade esperada de  $A$ , se ele escolhe  $e = e_H$  e é plenamente assegurado com  $y^1_H = y^2_H = y - (1 - p_H)L$ , é dada por  $u(y - (1 - p_H)L) - e_H$

Entretanto,  $A$  é livre para escolher o nível de esforço, uma vez que  $P$  não tem condições de dizer qual nível de esforço escolhido. Isso pode conduzir a uma utilidade esperada:

$$(1 - p_L)u(y - (1 - p_H)L) + p_L u(y - (1 - p_H)L) - e_L \text{ ou,}$$

$$u(y - (1 - p_H)L) - e_L$$

Observe agora que a probabilidade do Bom estado é  $p_L$  e não  $p_H$ . Entretanto,  $A$  não se importa, uma vez que ele está plenamente assegurado e  $P$  acha que  $A$  está realizando seu melhor esforço  $e$ , portanto, dando-lhe uma receita correspondente a um nível de esforço elevado.

Esse é o *risco moral*: *A* deveria envidar seus melhores esforços, que seriam a “coisa certa a fazer”, mas seu próprio interesse diz o contrário.

Nesse contexto, *P* realizará perdas, já que se comprometeu com um benefício de  $y - (1 - p_H)L$  enquanto se espera que receba  $y - (1 - p_L)L < y - (1 - p_H)L$ . Isso significa que nesse contrato o seguro completo não pode ser oferecido. Tecnicamente falando, ele viola a restrição de compatibilidade de incentivo.

Qual é a opção segundo-ótimo? Oferecer um contrato a *A*, com  $y^1_H$  e  $y^2_H$  tal que seja do próprio interesse de *A* escolher o nível de esforço elevado. Tecnicamente falando, o esforço escolhido que satisfaça a restrição de incentivo (RI). Se o esforço puder ser observado ou monitorado, então isso não seria necessário, e *P* poderia simplesmente assegurar-se que *A* escolha  $e_H$ .

Dessa forma RI é:

$$p_H u(y^1_H) + (1 - p_H)u(y^2_H) - e_H \geq p_L u(y^1_H) + (1 - p_L)u(y^2_H) - e_L$$

que simplificando vem:

$$(p_H - p_L) \{ u(y^1_H) - u(y^2_H) \} \geq e_H - e_L.$$

Certamente, para que isso seja verdade, é necessário que  $y^1_H > y^2_H$ , isto é, *A* tem que preferir o estado Bom ao estado Ruim, ou seja, sua receita no estado Bom deve ser superior àquela do estado ruim, não se oferecendo seguro completo.

Isto é ineficiente, uma vez que *P* é neutro ao risco enquanto *A* é avesso ao risco. Mas esse é justamente o custo social do *risco moral*: *A* tem que ser subsegurado para dar-lhe incentivos.

Qual deve ser o contrato a ser oferecido?

$P$  deve resolver:

$$p_H u(y_H^1) + (1 - p_H)u(y_H^2) - e_H$$

sujeito às restrições de lucro zero e a RI:

$$p_H y_H^1 + (1 - p_H) y_H^2 \leq y - (1 - p_H)L$$

$$(p_H - p_L) \{ u(y_H^1) - u(y_H^2) \} \geq e_H - e_L.$$

As condições de primeira ordem com respeito a  $y_H^1$  e  $y_H^2$  são:

$$p_H u'(y_H^1) - \lambda p_H + \mu(p_H - p_L) u'(y_H^1) = 0$$

$$(1 - p_H)u'(y_H^2) - \lambda (1 - p_H) - \mu (p_H - p_L) u'(y_H^2) = 0$$

Isolando as derivadas da função utilidade, encontra-se:

$$u'(y_H^1) = \lambda p_H / \{ p_H + \mu(p_H - p_L) \}$$

$$u'(y_H^2) = \lambda (1 - p_H) / \{ (1 - p_H) - \mu (p_H - p_L) \}$$

É simples verificar das expressões acima que sendo  $\lambda$  e  $\mu$  positivos, pois normalmente  $p_H \gg p_L$ , então  $u'(y_H^1) < u'(y_H^2)$ , o que implica em que  $y_H^1 > y_H^2$ .

Como se pode saber se  $\lambda$  e  $\mu$  são positivos? Há duas maneiras de verificar isto. Primeiro pelo método direto. Podemos resolver as duas condições de primeira ordem simultaneamente para  $\lambda$  e  $\mu$ , e é fácil verificar que eles são de fato positivos. O segundo método é indireto ou intuitivo. Pelo teorema da envoltória,  $\lambda$  é o incremento marginal no valor da função objetivo quando o termo  $y - (1 - p_H)$  cresce, e

isso deve ser positivo: um nível mais elevado de receita esperada no contrato deve aumentar a expectativa de lucro do agente. Analogamente, se  $(e_H - e_L)$  cresce, é mais dispendioso fornecer um nível elevado de esforço, e portanto, é mais difícil satisfazer a RI. Como resultado, o valor da função objetivo deve diminuir, isto é,  $\mu$  tem que ser positivo.

### 3.3.4 Os Custos do Risco Moral

O agente  $A$  enfrenta algum risco para o qual o principal  $P$  estaria melhor equipado para suportar, uma vez que o primeiro é avesso ao risco e o segundo é neutro ao risco. Entretanto, se esse custo for muito alto, então pode não valer a pena tentar induzir  $A$  fornecer um nível de esforço elevado:  $P$  poderia deixar que  $A$  escolhesse o nível de esforço, e assegurá-lo plenamente a esse nível. Nesse caso,  $y^1 = y^2$  (seguro pleno) e  $y^1 = y^2 = y - (1 - p_L)L$  (a condição de lucro zero, antecipando que  $A$  irá suprir baixo esforço). O benefício de  $A$  será  $u(y - (1 - p_L)L) - e_L$ .

$P$  é um Monopolista

No caso acima, assumimos que  $P$  é competitivo com outros principais e, portanto, existia uma restrição de lucro zero. Podemos estender a análise para o caso onde  $P$  é um monopolista que pode praticar ofertas do tipo pegar-ou-largar para  $A$ , desde que  $A$  possa auferir algum nível mínimo esperado de benefício  $\bar{u}$ .

Nesse caso, o contrato deve ser aceitável para  $A$ , ele deve ser voluntário, isto é, deve atender a Restrição de Participação (RP) de  $A$  para concordar com o contrato ótimo. Isso quer dizer que os contratos devem dar a  $A$  um resultado esperado de no mínimo  $\bar{u}$ :

$$p_H u(y_H^1) + (1 - p_H) u(y_H^2) - e_H \geq \bar{u}.$$

Agora se maximiza o resultado esperado de  $P$ :

$$\text{Max}_{\{y^1_H, y^2_H\}} \pi = \{y - (1 - p_H)L\} - \{p_H y^1_H + (1 - p_H) y^2_H\}$$

Sujeito às restrições RP e RI (que é o mesmo que no caso onde  $P$  é competitivo). Pode-se aplicar a mesma abordagem de Kuhn – Tucker, como antes. Pode-se resolver para as duas variáveis  $y^1_H$  e  $y^2_H$  simplesmente resolvendo a RP e a RI uma vez que se espera que ambas restrições estejam atuantes na solução. Disso resulta:

$$u(y^1_H) = \bar{u} + [e_H(1 - p_L) - e_L(1 - p_H)] / (p_H - p_L)$$

$$u(y^2_H) = \bar{u} + (p_H e_L - p_L e_H) / (p_H - p_L)$$

Como era de se esperar, a utilidade esperada do estado Ruim é menor que a utilidade do estado Bom.

### 3.3.5 Mais de Dois Níveis de Esforço

Até agora se restringiu a atenção ao caso onde há dois níveis de esforço. Dado que são duas restrições a lidar (a restrição de incentivo e lucro zero ou a restrição de participação e restrição de incentivo, dependendo se é um caso competitivo ou monopolista, respectivamente), essas duas condições irão restringir as receitas de  $A$  nos estados Bom e Ruim. Esses níveis de receita serão obviamente diferentes se o nível de esforço for elevado ou baixo, e comparando a utilidade esperada de  $A$  nesses dois casos, será escolhido qual dos dois níveis de esforço deverá ser escolhido.

Entretanto, no caso mais geral, pode haver vários níveis de esforço. Suponha que  $p(e)$  é a probabilidade do estado Bom, onde “ $e$ ” é uma variável contínua e  $p(\cdot)$  é uma função côncava do esforço (como uma função de produção). Assuma que o custo do esforço é linear, como antes. Agora, para encontrar a solução ótima (no caso onde  $P$  é competitivo), temos que resolver o seguinte problema de otimização:

$$\text{Max}_{\{y^1, y^2\}} p(e)u(y^1) + (1 - p(e))u(y^2) - c(e)$$

Sujeito à restrição de zero lucro:

$$p(e)y^1 + (1 - p(e))y^2 = y - (1 - p(e))L$$

e à restrição de incentivo (RI):

$$p'(e)\{u(y^1) - u(y^2)\} = c'(e)$$

No caso onde  $P$  é monopolista, precisamos resolver:

$$\text{Max}_{\{y^1, y^2, e\}} p(e)y^1 + (1 - p(e))(y^2 + L) - y$$

Sujeito à restrição participação (RP):

$$p(e)u(y^1) + (1 - p(e))u(y^2) - c(e) \geq \bar{u}$$

e à restrição de incentivo (RI):

$$p'(e)\{u(y^1) - u(y^2)\} = c'(e)$$

A abordagem de Kuhn-Tucker é utilizada para resolver esse problema de otimização, em relação a três variáveis escolhidas,  $y^1$ ,  $y^2$ , e “ $e$ ”. As duas restrições ativas e uma das três condições de primeira-ordem podem então ser utilizadas para encontrar as variáveis (as duas condições de primeira-ordem remanescentes podem ser utilizadas para encontrar os dois multiplicadores de Lagrange).

Assim, no modelo Principal-Agente acima apresentado, são previstas situações onde os resultados alcançados podem ser bons ou ruins. Esses resultados não dependem apenas do desempenho do Agente, mas são influenciados pelas condições em que o serviço é prestado. No presente trabalho, um resultado bom para o Principal significa a disponibilidade do serviço de transmissão, na quantidade desejada, pela menor tarifa, e sem interrupções. As interrupções do serviço podem ser originadas por condições

ambientais adversas ou por baixo esforço do Agente (manutenção deficiente, aumentando o número e a duração das interrupções do serviço).

Nessas condições é suposto que o principal queira maximizar seu resultado, quer ocorra ambiente favorável ( $y^1$ ) ou desfavorável ( $y^2$ ), oferecendo ao Agente um contrato que atenda as restrições de Participação (RP) e de Incentivo (RI), a fim de assegurar-se que o serviço será ofertado empregando alto esforço.

Por seu lado, o Agente buscará maximizar seu resultado. No presente contexto, é de se supor que o mesmo aceite o contrato se o resultado esperado for igual ou superior à sua *utilidade reserva* (RP), além de praticar, durante a prestação do serviço, o nível de esforço que maximize sua *utilidade esperada*.

Como se pode observar, a determinação da *função utilidade* do Agente e do Principal são importantes para a realização de estudos. Os próximos capítulos buscam determinar as *funções utilidade* do Principal e dos concessionários de transmissão, bem como estabelecer as restrições de Participação (RP) e de Incentivos(RI) aplicáveis ao problema em análise.

## 4. A Função Utilidade da Concessionária de Transmissão

### 4.1 Introdução

A necessidade, em economia, de se estabelecer um processo de ordenamento das preferências do consumidor diante das diversas opções de escolha, levou ao conceito de *utilidade* – *valor numérico que representa a satisfação que o consumidor obtém de uma cesta de mercado* (Pindyck e Rubinfeld, 2002), portanto utilidade é um recurso utilizado para simplificar a classificação das cestas de mercado. Cabe observar que a utilidade não quantifica a preferência do consumidor, mas a ordena.

A *função utilidade* é uma função matemática que atribui um nível de utilidade a cada cesta de mercado. Como se deseja ordenar as preferências do consumidor, e supõe-se que o consumidor prefira normalmente uma quantidade maior que uma menor, a função deverá ser monotônica e crescente. Assim, ao representar a preferência do consumidor por uma função matemática, encontra-se um caminho para a realização de estudos e desenvolvimento de modelos econômicos que permitem o estudo do comportamento esperado do consumidor.

No presente trabalho, o conceito de *utilidade* e *função utilidade* será estendido para aplicação a firmas, no caso, concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, uma vez que à luz do modelo Principal-Agente, as concessionárias fazem escolhas dos contratos ofertados e do nível de esforço praticado em função da sua utilidade esperada. O propósito deste capítulo é encontrar a *função utilidade esperada* que representaria um concessionário de transmissão, para fins de simulação do modelo principal-agente em estudo. Para alcançar esse propósito, serão abordadas também a questão da aversão a risco do agente e a tecnologia da firma de transmissão.

### 4.2 Descrição Teórica

Uma firma busca lucro. Essa afirmativa pode não ser a única razão da existência de uma firma, nem mesmo a sua maximização pode ser o principal fator que explique

suas ações, mas neste estudo será adotada a hipótese que lucro, ou resultado econômico, e a sua maximização, são elementos importantes e definidores do comportamento de uma firma, isto é, de suas “preferências”, e em decorrência, da sua função utilidade. Assim, o modelo mais simples para a função utilidade da firma, seria igual à função do lucro, dada simplesmente pela diferença entre receita e despesa da firma.

Além do lucro e da maximização do mesmo, outro fator a ser considerado na função utilidade, é o comportamento da firma frente ao risco envolvido nas suas ações para alcançar os objetivos. Assim, a maneira como a firma lida com o risco, será apresentado a seguir, baseado em VARIAN (1992). Cabe aqui observar que a análise a seguir não buscará um modelo para quantificar o risco envolvido numa firma de transmissão de energia devido a falhas de equipamentos, como proposto por TONDELLO (2001), mas a escolha dos agentes sob condições de incerteza.

A escolha que um agente faz sob ambiente de incerteza pode assumir a forma de uma loteria, isto é, o agente pode obter um determinado resultado “x” com a probabilidade “p” e o resultado “y” com a probabilidade (1-p). Esse conceito será representado pela notação  $p \circ x \oplus (1-p) \circ y$ .

Assumindo-se que a percepção da loteria pelo agente só depende do resultado final líquido das probabilidades envolvidas para receber os diversos prêmios possíveis, e o agente não diferencia a ordem em que os recebe, isto é, numa loteria composta de dois sorteios com probabilidade sucesso “p” e “q”:

$$q \circ (p \circ x \oplus (1-p) \circ y) \oplus (1-q) \circ y \sim (qp) \circ x \oplus (1-qp) \circ y.$$

Também, pela definição da função utilidade, pode-se dizer que um agente prefere a loteria “ $p \circ x \oplus (1-p) \circ y$ ” a “ $q \circ w \oplus (1-q) \circ z$ ” se e somente se, pela sua função utilidade “u”, se obtiver:

$$u(p \circ x \oplus (1-p) \circ y) > u(q \circ w \oplus (1-q) \circ z)$$

A função utilidade acima não é única, qualquer transformação monotônica poderia fazer o mesmo. Seria interessante obter uma função que permitisse calcular a utilidade de uma loteria, pela soma da utilidade de cada resultado possível multiplicado pela respectiva probabilidade de ocorrer. Para que a função utilidade tenha essas propriedades, a mesma deve satisfazer os seguintes axiomas:

**U1.**  $\{p \text{ em } [0,1]: p \circ x \oplus (1-p) \circ y \succ z\}$  e  $\{p \text{ em } [0,1]: z \succ p \circ x \oplus (1-p) \circ y\}$  são conjuntos fechados para todo  $x, y, z$  no espaço de possíveis resultados,  $L$ ;

**U2.** Se  $x \sim y$ , então  $p \circ x \oplus (1-p) \circ z \sim p \circ y \oplus (1-p) \circ z$ ;

**U3.** Existe uma loteria melhor,  $b$ , e uma loteria pior,  $w$ . Para qualquer  $x$  em  $L$ ,  $b \succ x \succ w$ ;

**U4.** Uma loteria  $p \circ b \oplus (1-p) \circ w$  é preferida a  $q \circ b \oplus (1-q) \circ w$ , somente se  $p > q$ .

Então, se as condições acima são satisfeitas, pelo *teorema da utilidade esperada*, pode-se dizer que:

$$u(p \circ x \oplus (1-p) \circ y) = pu(x) + (1-p)u(y)$$

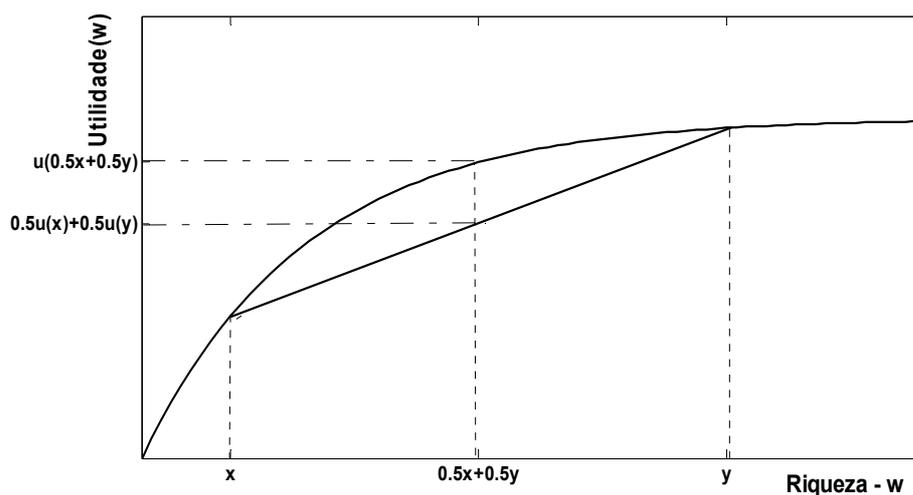
Ou seja, a função utilidade pode ser escrita como a soma ponderada de alguma função do consumo em cada estado, onde os pesos são dados pelas probabilidades de ocorrer cada estado. A esse tipo de função é referido como *função utilidade esperada* ou *função de utilidade Von Neumann-Morgenstern*.

Contudo, há agentes que preferem o resultado esperado do jogo, a jogar e receber os prêmios resultantes do jogo, isto é, esses agentes (a maioria) apresentam uma função utilidade tal que:

$$u(p \circ x \oplus (1-p) \circ y) > pu(x) + (1-p)u(y)$$

A esse comportamento se denomina “aversão ao risco”. Para qualquer valor de  $p$  no intervalo  $(0,1)$  o agente prefere receber o resultado esperado que jogar e receber o resultado da loteria. Para representar esse comportamento, a função utilidade, além de ser monotônica e crescente, também deverá ser “côncava” na região onde o agente for averso a risco.

A título de exemplo, a FIGURA 1 apresenta a função utilidade de um agente averso a risco, no caso  $u(w) = 1 - e^{-rw}$ , onde  $r$  representa sua medida de risco e  $w$  sua riqueza<sup>10</sup>. Na figura, podemos verificar que essa função tem a propriedade de ser côncava e crescente. Também está ilustrado o caso considerando  $p = 0,5$ . Podemos ver que a utilidade para o Agente  $u(0,5x+0,5y)$  é maior que  $0,5u(x) + 0,5u(y)$ .



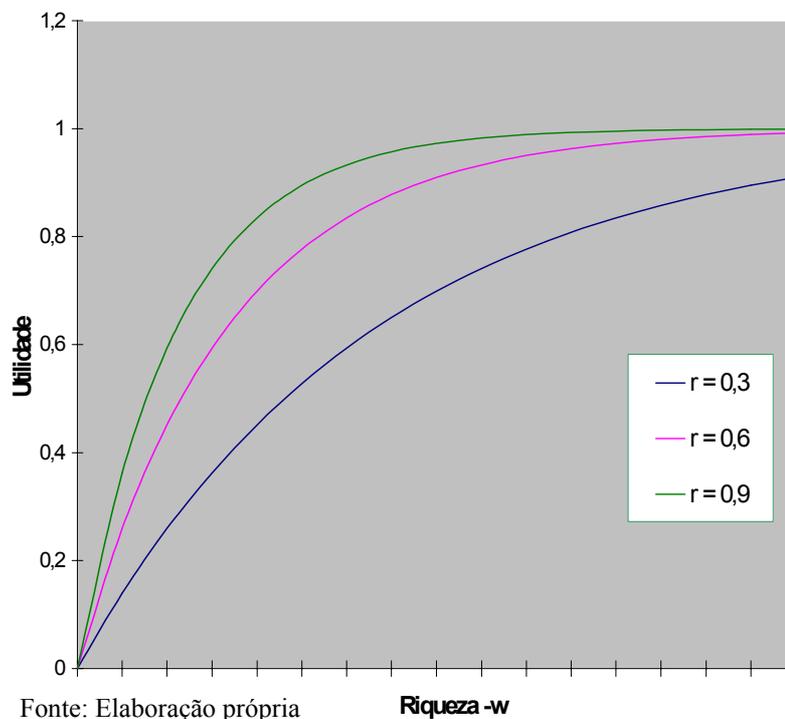
Fonte: VARIAN (1992)

**FIGURA 1 - Função Utilidade com Aversão a Risco**

Nessa função, quanto maior a concavidade da curva, maior será a aversão a risco do agente. Por outro lado, à medida que diminui a concavidade, o agente se aproxima da neutralidade ao risco, e a função utilidade tende a uma reta estabelecida pela função utilidade acima e se for propenso ao risco, a função será convexa.

<sup>10</sup> Como será visto adiante, esta função representa um agente com aversão a risco constante.

A FIGURA 2 ilustra essa situação, plotando a mesma função da FIGURA 1, para os valores de  $r$  de 0,9; 0,6; e 0,3. Nela podemos constatar que com a redução do parâmetro  $r$ , a curva reduz sua concavidade, aproximando-se de uma reta.



**FIGURA 2 - Aumento da Aversão ao Risco**

Dada a concavidade da função utilidade para agentes com aversão ao risco, a segunda derivada dessa função poderia fornecer uma medida de aversão a risco, contudo essa medida não seria invariante, uma vez que se a função utilidade fosse multiplicada por um fator a segunda derivada também seria multiplicada por esse fator, sem que na realidade isso representasse uma mudança real do comportamento do agente. Para superar esse problema, a medição da aversão ao risco pode ser realizada pela medida Arrow-Pratt de aversão ao risco absoluto, dividindo a segunda derivada da função utilidade pela primeira derivada<sup>11</sup>:

$$r(w) = -\frac{u''(w)}{u'(w)}$$

<sup>11</sup> essa é a fórmula intuitiva, na realidade, a mesma deve ser derivada da série de Taylor

Onde  $w$  representa a riqueza do agente e  $r$  é a medida de aversão ao risco absoluto.

Outros exemplos de funções matemáticas que apresentam esse comportamento, além do tipo exponencial anteriormente apresentado, são:

- Funções logarítmicas;
- Funções com expoentes fracionários.

No caso de aversão a risco constante, com função de distribuição de probabilidade contínua, o valor esperado da função utilidade é dado por VARIAN (1992):

$$E[u(w)] = -\int e^{-rw} f(w) dw = -e^{-r\left(\bar{w} - r \frac{\sigma_w^2}{2}\right)}$$

sendo:

$r$  = medida de aversão ao risco absoluto;

$\bar{w}$  = valor médio da riqueza;

$\sigma$  = desvio padrão da riqueza;

$f(w)$  = função distribuição de probabilidade.

### 4.3 A Tecnologia da Firma de Serviços de Transmissão

Para completar as informações necessárias a construção da função utilidade de um concessionário de transmissão, falta conhecer como a firma utiliza seus fatores de produção e obtém seu lucro.

Para esse fim, foi realizada uma análise dos parâmetros utilizados pela ANEEL para estabelecer as receitas associadas a novos investimentos de transmissão, por refletirem a realidade técnica-econômica de uma firma padrão, bem gerida.

Também foi utilizada a planilha de cálculo da receita de transmissão para efetuar uma análise dos parâmetros gerenciáveis pelos concessionários mais significativos para obtenção de resultados, visando subsidiar a análise da função utilidade dessas firmas.

A Receita Anual Permitida – RAP, estabelecida pela ANEEL para reforços de concessões existentes de transmissão, foi calculada para um determinado investimento, com base nos parâmetros adotados por essa Agência. Com base nos resultados obtidos, calculou-se a participação dos principais itens formadores da RAP sobre o seu total. Os resultados obtidos estão apresentados no QUADRO 1

**QUADRO 1 – Estimação da participação dos principais parâmetros na formação da Receita Anual Permitida – RAP, numa obra específica.**

Parâmetro	Descrição	Gerenciável?	Relação Parâmetro/RAP (%)	
			Valor no 1º ano	Valor no 30º ano
<b>Capital</b>	Parcela vinculada ao investimento (recuperação de capital, juros e depreciação).	sim	68,5%	53,2%
<b>Encargos e Tributos</b>	Formados por Cofins, Pis, taxa fiscalização da ANEEL, RGR, P&D contribuição social e Imposto de Renda	não	15,5%	14,8%
<b>Operação e manutenção</b>	Gastos em O&M das instalações, influem diretamente na qualidade de serviço.	sim	16%	32%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados ANEEL

Pode se observar que nos anos iniciais, a parcela da receita vinculada ao capital investido é o principal parâmetro formador do preço, representando 68% no primeiro ano, reduzindo-se a 53% ao término da concessão, no 30º ano. Por outro lado, os gastos correntes de operação e manutenção, iniciam-se com uma participação de aproximadamente 16% no primeiro ano e alcançam 32% no fim do período.

Essa formação da receita de uma empresa de transmissão caracteriza a firma como capital intensiva.

Relativamente aos parâmetros administrados pela firma, vinculados à qualidade de serviço buscada pela Agência, verificamos que esses são formados em dois momentos:

- i. O primeiro, por ocasião da instalação do empreendimento, quando se realizam as especificações, o projeto, a fabricação e construção das instalações. A qualidade destas instalações vai influenciar no desempenho do futuro serviço prestado;
- ii. O segundo momento ocorre durante a prestação do serviço, representado pela operação e manutenção das instalações.

Verifica-se que o primeiro momento é o mais significativo na formação do preço, contudo, a Agência somente consegue observar a qualidade do serviço posteriormente, quando o mesmo estiver sendo prestado. Paradoxalmente, é nesse período que a empresa realiza seu menor esforço, em termos de dispêndios.

O Agente é estimulado a empenhar um bom esforço na fase de implantação do empreendimento por duas vias diferentes. A primeira, pelo processo competitivo que se estabelece no momento de escolher o novo concessionário, através de leilão. Como o Agente somente recupera seu capital e benefícios esperados durante a prestação do serviço, então é de se esperar que o mesmo empregue sua melhor técnica para encontrar a solução de compromisso entre investimento inicial e penalização pela qualidade de

serviço futura. Caso contrário, vencendo a disputa, o Agente se arrisca a ter perda de receita futura, no caso da instalação vir a apresentar baixo desempenho, ou mesmo até perder a concessão, conforme previsto no contrato.

A segunda, pela exigência do edital de licitação quanto ao cumprimento das normas técnicas para projeto, fabricação e construção, com responsabilidade civil associada, refletindo-se diretamente sobre a pessoa física dos gestores. Além disso, o Agente poderá sofrer fiscalização da ANEEL durante a construção.

Para os objetivos deste capítulo, os dados sugerem que a função utilidade de um concessionário de transmissão é muito dependente da remuneração do capital, seguido pelos dispêndios em operação e manutenção.

Assim, pode-se supor que a utilidade do concessionário tenha a forma:

$$U = f(I, O \& M, RAP, PV), \text{ onde:}$$

$I$  = investimento de implantação;

O&M = gastos com operação e manutenção da concessão;

RAP = Receita Anual Permitida, a ser auferida em contrapartida à prestação do serviço, e;

PV = Parcela Variável, a penalização por interrupção do serviço.

Como indicado anteriormente, o investimento  $I$  está fortemente relacionado com a RAP. Devido à natureza do processo de produção desta indústria, a maior parte do esforço do Agente é realizado na fase de fabricação e implantação das instalações de transmissão. As exigências legais e do edital de licitação, associadas ao processo competitivo e de penalização futura, induzirão o Agente a executar essa etapa com seu melhor empenho. Por outro lado, essas duas variáveis podem ser vistas, individualmente, como uma medida de riqueza do concessionário. Esta poderia ser medida pelo estoque de capital, representado por  $I$ , ou pelo fluxo de renda,  $RAP$ .

Contudo, existem muitos custos irrecuperáveis no negócio de transmissão, dessa forma, medir a riqueza do concessionário através do seu fluxo de renda, se mostra mais realista.

Assim, em termos de função utilidade, bastaria manter uma das duas variáveis,  $I$  ou RAP, como explicativa. Para desenvolvimento do restante do trabalho, será escolhida a remuneração RAP para variável explicativa da função utilidade por duas razões: RAP pode se usada como uma medida de riqueza do agente, e também permanece presente durante toda a fase de prestação de serviços permitindo aferir quão relevante são eventuais penalidades aplicadas pelo principal, ao passo que  $I$  ocorre apenas antes do início da prestação dos serviços.

Dessa forma, a função utilidade do Agente seria representada por:

$$U = f(RAP, O \& M, PV)$$

Cabe observar a natureza aleatória da PV, pois como visto no capítulo 2, a mesma depende diretamente dos desligamentos programados e dos não-programados. Os primeiros são de pleno controle do agente, e normalmente constam de uma programação anual de manutenção das instalações, enquanto que os últimos refletem diretamente a probabilidade de falha dos equipamentos, que por sua vez, dependem das características técnicas do projeto, fabricação, conservação e também das condições ambientais. No estudo realizado por TONDELLO (2001), mostrou-se que os tempos de falha e os tempos de reparo de curta duração apresentam uma distribuição “Weibull”, enquanto que os tempos de reparo de longa duração apresentam uma distribuição “log-normal”.

Da mesma forma, podemos analisar os custos de O&M. Estes são constituídos de três partes: a primeira, referente à operação, não depende da distribuição das falhas das instalações, podendo ser considerada constante e sob controle do Agente. A segunda, referente à manutenção preventiva -  $M_p$ , também previsível e muito dependente da política de manutenção escolhida pelo Agente. Uma vez estabelecida a política de  $M_p$ , pode-se dizer que esse custo tem pequena variância, podendo ser aproximado a uma

constante, sob gestão do Agente. Por fim, a terceira, referente á manutenção corretiva - Mc, realizada quando ocorre uma falha, sendo esta aleatória, porém, com correlação negativa com a manutenção preventiva. Podemos esperar também que os custos de Mc tenham forte correlação com a PV, pois ambas são decorrentes de falhas, e ambas crescem diretamente proporcional à duração da interrupção.

Para analisar a questão da aversão ao risco pelo concessionário, observa-se inicialmente que as regras de aplicação das penalidades por indisponibilidade de equipamentos são individualizadas por *instalações de transmissão*<sup>12</sup>, independe do número de instalações de propriedade do concessionário. Esse fato sugere, de imediato, que quanto maior for o número de instalações de um determinado concessionário, menor deve ser sua aversão a risco, pelo efeito de diversificação, isto é, proporcionalmente ao total da receita do concessionário. A medida que aumenta o número de instalações, menor será o risco financeiro sobre o concessionário, uma vez que a probabilidade de ocorrer falha simultânea das instalações de transmissão, no mesmo intervalo de tempo, diminui à medida que cresce o número delas. Essa análise de aversão a risco também é corroborada em VARIAN (1994). – *...é muito plausível assumir que a aversão ao risco absoluto diminui com o aumento da riqueza.*

Outra característica importante para subsidiar a estimação do tipo de aversão a risco de agentes do ramo de transmissão, está no longo prazo necessário para recuperação do capital, conforme foi apresentado anteriormente. Logo, este ramo de negócios não tem características especulativas bem ao gosto dos agentes propensos ao risco. Portanto é razoável supor que os mesmos devem ser do tipo aversos a risco.

Dessa forma, a riqueza do concessionário de transmissão seja expressa por:

$$w = \text{RAP} - \text{O\&M} - \text{PV}$$

---

<sup>12</sup> “INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO: São as linhas de transmissão e seus terminais, transformadores e seus terminais e demais equipamentos e seus terminais destinados a cumprir funções de regulação de tensão, controle de fluxo de potência ou conversão de frequência da REDE BÁSICA de propriedade da TRANSMISSORA”, conforme definição do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST.

Expandindo essa equação com os componentes  $Mc$  e  $Mp$  da manutenção, para evidenciar os itens formadores da aleatoriedade, obtém-se:

$$w = RAP - O \& Mp - \tilde{Mc} - \tilde{PV}, \text{ onde:}$$

$O \& Mp$  = gastos com operação e manutenção programada;

$\tilde{Mc}$  = gasto aleatório da manutenção corretiva, realizada quando falha um equipamento;

$\tilde{PV}$  = valor da PV, aleatório, ocorre quando o serviço é interrompido.

Desenvolvendo a função matemática de aversão ao risco absoluto constante, apresentada em 4.2, no caso de distribuição normal<sup>13</sup>, teremos:

$$E[u(w)] = -\int e^{-rw} f(w) dw = -e^{-r\left(\bar{w} - r \frac{\sigma_w^2}{2}\right)} \quad \text{Equação 1,}$$

Esta função utilidade do Agente será utilizada no Capítulo 6, para aplicação ao modelo Principal-Agente.

---

<sup>13</sup> Embora a distribuição de falhas e tempo de duração de uma linha de transmissão seja do tipo Weibull ou log-normal, pode-se considerar que o conjunto das funções de transmissão (linhas, transformadores, e respectivos equipamentos de manobra e proteção) que compõem os ativos de um concessionário tem uma distribuição normal, com base no Teorema do Limite Central.

## **5. A Função Investimentos em Manutenção da Transmissão versus Desempenho das Instalações**

### **5.1 Introdução**

Conforme apresentada nos capítulos anteriores, uma vez construída a instalação de transmissão, os resultados econômicos para os concessionários de transmissão pelo serviço prestado são dependentes da relação entre os gastos com manutenção e o desempenho das instalações. A relação entre esses dois parâmetros não foi ainda estimada, pelo menos ao nosso conhecimento<sup>14</sup>.

Para poder prosseguir a investigação, tornou-se necessário realizar um estudo dessa relação, de forma a poder dar continuidade ao desenvolvimento do modelo principal-agente objeto de estudo.

Neste ponto enfrentamos a dificuldade de se obter dados que permitam estabelecer essa relação, entretanto, é possível desenvolver um modelo de forma intuitiva. É de se esperar que quanto maior for o esforço do agente em manter suas instalações de transmissão, menor deve ser o número de desligamentos forçados e, portanto, menor será o valor das penalidades contratuais (PV) para o Agente. Contudo não podemos esquecer que as instalações de transmissão estão expostas às intempéries, conseqüentemente um ano com mau desempenho pode ser o resultado de um meio ambiente mais agressivo que a média, e não devido a baixo esforço do agente.

Na busca de informações, as principais empresas de transmissão brasileiras foram consultadas, sem resposta satisfatória. Em parte, esse resultado pode ser atribuído ao ineditismo da pesquisa, fazendo com que os dados solicitados estejam dispersos entre diversos setores das empresas, à curta vida das empresas de transmissão, e ao fato de

---

<sup>14</sup> Foram pesquisados publicações da Associação Brasileira de Manutenção - ABRAMAN, anais do Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, do Institute of Electrical and Electronic Engineers – IEEE, e consultados especialistas do setor que atuam em comitês de manutenção e financeiros do setor elétrico brasileiro, sem que fosse encontrada qualquer referência.

algumas delas classificarem as informações solicitadas como reservadas. Assim, obtiveram-se apenas os dados de uma empresa de transmissão estrangeira e outra brasileira. Nos dois casos, a série que permite relacionar desempenho técnico com esforço econômico é muito curta, com apenas seis pares de pontos para a empresa brasileira e dez para a estrangeira. As séries de dados de desempenho técnico são mais longas.

O porte das duas empresas é relevante. A empresa brasileira representa cerca de 25% da extensão da Rede Básica<sup>15</sup>, com 18.000 km de linhas de transmissão, e a estrangeira, com 10.000 km, representando a quase totalidade da extensão do sistema de alta tensão de seu país.

Com a base reduzida de dados, a tentativa de encontrar a relação entre esforço econômico e desempenho técnico diretamente dos dados obtidos não foi satisfatória. A plotagem dos pares de pontos desempenho técnico versus esforço econômico apresentaram dispersão elevada, e a correlação entre estes apresentou valor positivo, quando o esperado seria o contrário.

Observando as séries de desempenho técnico dos indicadores analisados da empresa brasileira, estas mais longas, observou-se significativa melhora nos mesmos, ao longo do tempo. Os valores médios dos indicadores dos anos 1998 a 2003 são superiores aos indicadores de 1988 a 1993 da ordem de 2 a 5 vezes para a mesma empresa. Ao se buscar a razão dessa mudança, é fato conhecido a dificuldade econômico-financeira pela qual passaram as empresas de energia elétrica (e o país também) na segunda metade da década de 80 e início da década de 90 conforme MEDEIROS (1993). Relatos dos gerentes de manutenção da época informam que devido a restrições financeiras, apenas a manutenção corretiva era realizada<sup>16</sup>.

Este fato sugeriu uma nova linha de abordagem ao problema. Os dados do período de 1988 a 1993 sugerem o desempenho de uma empresa de baixo esforço,

---

<sup>15</sup> Rede Básica – são as instalações de transmissão de energia elétrica no Brasil, que formam o Sistema Interligado Nacional, com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

representado pelo baixo investimento, e os dados de 2000 a 2003 representam uma empresa de alto esforço. Com esses dados podemos alimentar um modelo Principal–Agente que permite prosseguir com o propósito do trabalho.

Os dados da empresa estrangeira, formada a partir do desmembramento do sistema de transmissão de outras 3 empresas verticalizadas que a antecederam, são referentes ao período mais recente, quando a mesma foi submetida a um sistema de penalização similar à PV brasileira. Esses dados são compatíveis com os dados da empresa brasileira ao qual estamos denominando de “alto esforço”. Da mesma forma, no caso brasileiro, o período de alto esforço que estamos considerando corresponde àquele que a ANEEL anunciou que iria adotar um sistema equivalente de estímulo ao desempenho para as empresas brasileiras de transmissão de energia.

Os dados econômicos da empresa de baixo esforço não são conhecidos, uma vez que as empresa na década de 80 não estavam ajustadas para prestar baixo esforço. Embora dispusessem de recursos humanos e técnicos, encontravam-se contingenciadas econômica e financeiramente, invalidando esses dados para uma análise em condições normais.

Dessa forma, os dados da empresa de baixo esforço foram inferidos a partir dos dados da empresa de alto esforço, quando esta realiza manutenções corretivas. Assim, a empresa de baixo esforço foi dimensionada para executar um volume de manutenções corretivas correspondente aos indicadores técnicos do respectivo período, porém com os custos atuais ajustados a uma empresa que deliberadamente decidiu escolher prestar baixo esforço.

Nos demais itens deste capítulo 5, são apresentados os dados e os tratamentos dados para permitir simular o modelo Principal – Agente apresentado no capítulo 6.

---

<sup>16</sup> Manutenção corretiva é aquela realizada apenas quando ocorre a quebra do equipamento, tornando-o indisponível até seu reparo.

## 5.2 Levantamento de Dados

Os dados obtidos da empresa Chesf, indicativos do desempenho técnico são apresentados na TABELA 1 e os dados de esforço econômicos são apresentados na TABELA 4.

**TABELA 1 – Indicadores de Desempenho Técnico**

ano	Taxa de falhas equipamentos		Falhas de Sistema		
	Linhas de Transm.	Transformadores	freq	dreq	ens
	Desl/100km.ano	(%)		(horas)	MWh
1988	1,34	9,70	5,741	4,081	14959
1989	0,74	6,80	2,908	2,333	11515
1990	0,91	4,09	2,617	2,952	15714
1991	1,06	2,98	2,188	3,623	25200
1992	0,78	1,98	1,722	2,423	15691
1993	0,92	2,91	1,193	0,848	4592
1994	0,97	3,05	1,303	1,061	6246
1995	1,28	2,23	1,862	1,749	10133
1996	1,05	1,85	1,887	1,253	7735
1997	1,29	2,20	1,601	1,035	7257
1998	1,10	1,78	1,444	0,717	5348
1999	0,81	1,74	1,255	0,486	3588
2000	0,82	1,44	0,742	0,369	3109
2001	0,60	0,32	0,567	0,222	1772
2002	0,62	0,79	0,785	0,418	3172
2003	0,60	1,07	0,620	0,291	2315

Fonte: Chesf

Os dados de desempenho técnico são:

Linhas de Transmissão – desligamentos por 100 km por ano totais, incluindo falhas transitórias e permanentes;

Transformadores – taxas de desligamento em %, obtida pela razão entre número de falhas em transformadores e o número de unidades instaladas;

Freq – corresponde ao número equivalente de vezes que o sistema total de transmissão da empresa teria sido desligado no ano;

Dreq – corresponde à duração equivalente, em horas por ano, que o sistema de transmissão estaria desligado;

Ens – corresponde à energia não suprida pelo sistema de transmissão por ano, devido a falhas.

Para todos os indicadores referenciados, quanto menor seu valor, melhor será o desempenho técnico do serviço prestado.

Na TABELA 2 são apresentados os tempos de reparo de linhas de transmissão com manutenções corretivas.

**TABELA 2 – Tempos médios de reparo de Linhas de Transmissão**

Níveis de tensão de 500 e 230 kV						
ano	nº eventos	TTR total (minutos)	Tempo total (min)	km LT	Ttotal/km	TTR/km
1988	16	8768	11040	13701,5	0,8058	0,6399
1989	11	14046	17639	13766	1,2813	1,0203
1990	19	22363	26714	14469,1	1,8463	1,5456
1991	9	6506	8214	14470,6	0,5676	0,4496
1992	22	7713	13328	14477,8	0,9206	0,5327
1993	16	4796	9940	14750,5	0,6739	0,3251
1999	19	6909	10789	16006,8	0,6740	0,4316
2000	14	5252	7304	17168,5	0,4254	0,3059
2001	9	2079	4095	17186,7	0,2383	0,1210
2002	11	2299	4332	17214	0,2517	0,1336
2003*	8	1531	4003	17464,3	0,2292	0,0877
2003	9	13771	16243	17464,3	0,9301	0,7885

Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

Onde:

2003\* - excluído um ato de vandalismo de furto de cabos condutores com derrubada de torres de transmissão de 500 kV, único no histórico, que por sua natureza, não seria penalizado.

TTR - Tempo de Reparo Técnico - mede o tempo entre recebimento e devolução à operação da LT em reparo pela equipe manutenção;

Tempo Total –mede o tempo que as Linhas de Transmissão ficaram fora de serviço. Corresponde ao tempo de manutenção acrescido do tempo de manobras da operação.

A seguir, na TABELA 3, apresentamos os indicadores de disponibilidade das linhas de transmissão e transformadores, que representam os principais ativos do sistema:

**TABELA 3 – Disponibilidade Equipamentos (%)**

<b>ano</b>	<b>linhas</b>	<b>transformadores</b>
2000	99,59677	99,78943
2001	99,78169	99,88812
2002	99,90298	99,77005
2003	99,89837	99,40748
média	99,7949525	99,71377
desv.Padr.	0,14355	0,21064

Fonte: Chesf

A disponibilidade mede a percentagem do tempo que os equipamentos ficaram disponíveis em operação. O seu complemento, a indisponibilidade, mede o tempo penalizável pelo Principal.

A TABELA 4 a seguir, apresenta os dados econômicos, realizados pela Chesf, no período 1998 a 2003, referenciados a dezembro de 2003 e corrigidos pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Escolheu-se este indicador, pelo fato dos custos

de operação e manutenção apresentarem uma parcela significativa de custo de mão-de-obra, estando esse indicador mais próximo dos aumentos salariais ocorridos no período.

**TABELA 4 – Dados Econômicos da Chesf período 1998-2003**

<b>Investimentos em transmissão da Operação Chesf milhares R\$ - valores a preços dez/2003</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	1.146,83	1.289,45	1.769,28	1.097,14	1.721,97	1.645,87
Manutenção LT	9.445,00	10.867,76	14.541,62	6.791,25	4.832,92	4.020,67
Manutenção SE	7.038,17	9.431,74	9.175,00	7.945,06	7.532,26	5.486,08
Sistemas	15.778,49	26.235,94	43.960,27	19.803,07	15.685,25	18.414,14
Administração	9.433,57	12.818,62	5.215,12	3.185,57	4.814,64	7.265,51
Total Investimento	42.842,07	60.643,52	74.661,28	38.822,09	34.587,06	36.832,27

<b>Custeio da Operação e Manutenção da Chesf milhares R\$ - a preços de dez/2003 pelo IPCA</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	36.705,36	34.654,28	33.967,95	33.677,16	34.870,14	35.457,07
Manutenção LT	22.150,69	20.577,89	18.400,88	20.506,53	20.778,52	22.436,28
Manutenção SE	31.901,83	34.068,27	31.372,48	31.291,17	32.668,06	34.174,47
Sistemas	7.715,84	5.090,58	4.396,25	3.306,05	3.732,79	3.855,60
Administração	6.819,31	5.759,65	7.411,34	6.166,63	7.464,53	7.455,34
Total Custeio	105.293,03	100.150,66	95.548,90	94.947,54	99.514,04	103.378,76

<b>Investimento + Operação e Manutenção da Chesf milhares R\$ - a preços de dez/2003 pelo IPCA</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total Geral	148.135,09	160.794,17	170.210,19	133.769,62	134.101,10	140.211,03

Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

Os dados da TABELA 4 referem-se exclusivamente aos dispêndios com o sistema de transmissão. O item “sistemas” representa os gastos realizados com proteção, automação e telecomunicações. O item “administração”, refere-se exclusivamente aos dispêndios da Diretoria de Operações da empresa.

Com referência à empresa estrangeira, atuando exclusivamente no segmento de transmissão de energia, obtivemos os dados a seguir:

Os dispêndios em operação e manutenção e de investimento, em pesos argentinos de 1999, estão apresentados na TABELA 5:

**TABELA 5 – Dispêndios (milhões pesos de 1999)**

	<b>operação</b>	<b>Investimentos</b>	<b>total</b>
<b>jun/94</b>	54,836	21,789	76,625
<b>jun/95</b>	63,268	20,472	83,740
<b>jun/96</b>	59,696	8,359	68,056
<b>jun/97</b>	54,774	14,102	68,876
<b>jun/98</b>	61,420	15,620	77,040
<b>dez/99</b>	54,975	10,725	65,700
<b>dez/00</b>	53,667	12,751	66,418
<b>dez/01</b>	55,635	21,158	76,793
<b>dez/02</b>	49,196	14,965	64,160
<b>dez/03</b>	71,995	9,206	81,201

Fonte: Elaboração própria a partir de dados Transener

Os dados de desempenho técnico apresentados a seguir, estão divididos em duas tabelas. Na TABELA 6, são apresentados os dados da empresa “Águas y Energía”, que foi desverticalizada em 1992 e seu sistema de transmissão passou a compor parte da nova empresa exclusiva de transmissão de energia, Transener. Os dados desta última estão apresentados na TABELA 7.

**TABELA 6 – Taxas de falhas de linhas de transmissão**

	<b>"Aguas y Energía"</b>	
<b>ano</b>	<b>desl/ 100 km.ano</b>	
1983	1,47	
1984	1,71	
1985	1,16	
1986	0,90	
1987	2,31	
1988	1,95	
1989	0,73	
1990	0,93	
1991	1,13	

Fonte: Transener

**TABELA 7 – Taxas de falhas de linhas de transmissão**

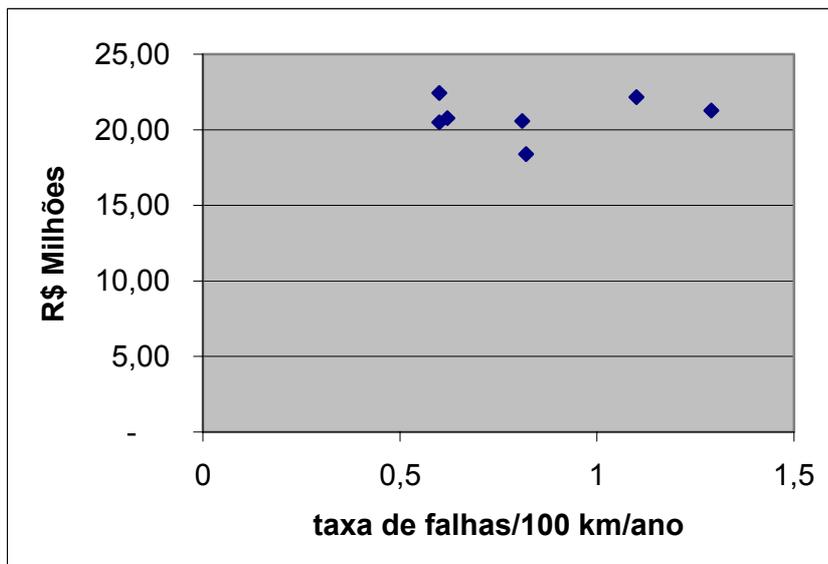
<b>ano</b>	<b>Transener</b>
	<b>desligamentos por 100Km por ano</b>
1994	1,48
1995	0,81
1996	0,66
1997	0,59
1998	0,54
1999	0,26
2000	0,39
2001	0,83
2002	0,39
2003	0,67
2004	0,6

Fonte: Transener

### 5.3 Metodologia Aplicada e Simulação

Inicialmente os dados financeiros obtidos das empresas, em bases históricas, foram referenciados à mesma data para fins de análise, utilizando-se o IPCA. Na seqüência, os dados coletados, de desempenho técnico e esforço econômico da empresa, foram plotados, buscando subsidiar as primeiras inspeções gráficas, para orientar as ações subsequentes.

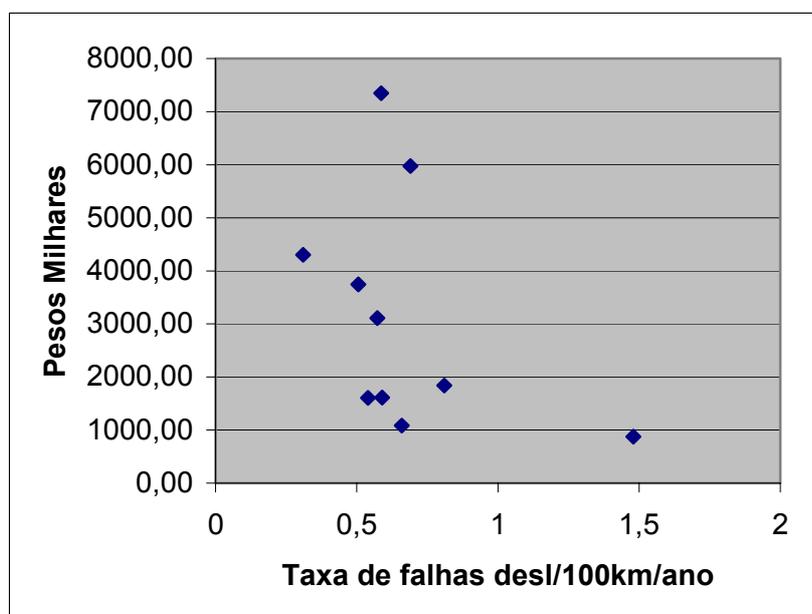
A FIGURA 3 apresenta as taxas de falhas de Linhas de Transmissão da empresa brasileira versus gastos em manutenção das mesmas. A correlação é de 0,14. Esse valor, além de pequeno, indicando baixa correlação, também é positivo, contrariamente ao que poderíamos supor, pois é de se esperar que quanto mais gastos, menores sejam os índices de desligamentos. Além disso, os fatores ambientais, fora do controle do concessionário, podem estar afetando o resultado, uma vez que são poucos pontos e linhas de transmissão estão muito expostas às intempéries.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

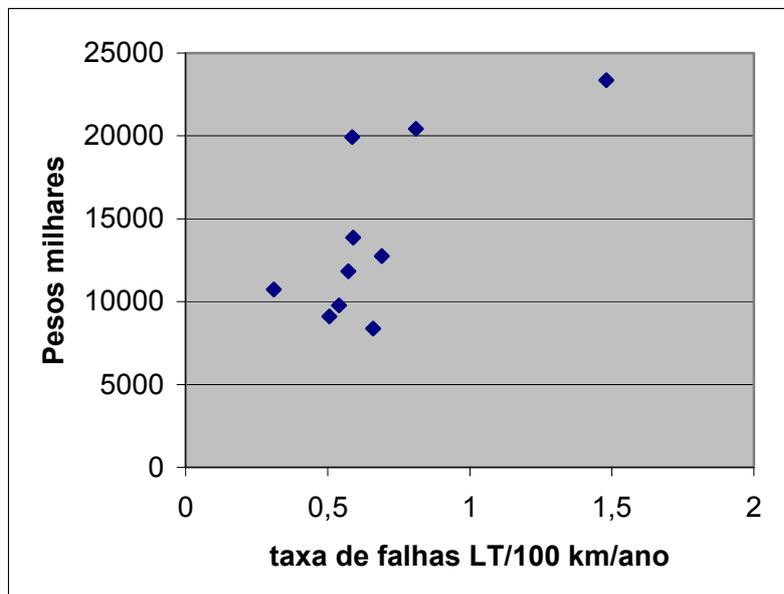
**FIGURA 3 - Taxa falhas em Linhas de Transmissão vs Gastos O&M**

A FIGURA 4 apresenta os dados para a empresa estrangeira, plotando investimentos em manutenção de linhas de transmissão versus desempenho. Neste caso, com a série um pouco mais longa, a correlação encontrada foi de  $-0,40$ . O valor negativo está conforme esperado, mas ainda representa uma correlação fraca.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Transener

**FIGURA 4 - Taxa de Falhas Linhas vs Investimento em O&M de Linhas**



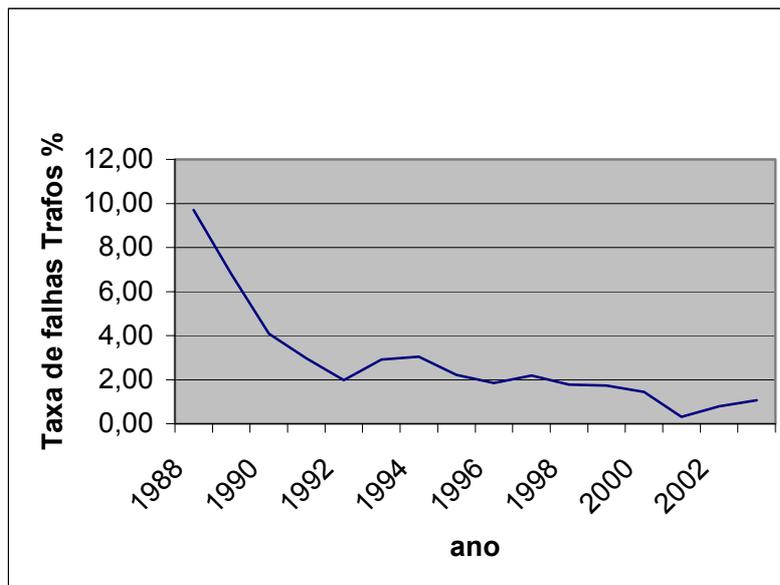
Fonte: Elaboração própria a partir de dados Transener

#### FIGURA 5 - Investimentos Totais vs Desempenho de Linhas

Outras tentativas de se encontrar uma boa correlação entre gastos em operação e desempenho apresentaram características similares. Uma explicação para isso são as interferências do meio ambiente sobre as taxas de falhas.

Por outro lado, os dados de falhas de transformadores, da TABELA 1, apresentam uma melhora acentuada, quando se comparam a média dos primeiros anos com a média dos mais recentes. A relação entre elas é de 5,24 vezes, demonstrando uma variação muito significativa no espaço de tempo de 15 anos. Cabe observar que os transformadores, por características próprias de construção, são menos expostos a intempéries ambientais, e estão menos sujeitos a falhas que as linhas de transmissão aéreas. Dessa forma, o indicador de desempenho de transformadores melhor reflete o esforço do Agente que as taxas de falhas de linhas de transmissão.

A FIGURA 6 ilustra de forma gráfica as taxas de falha dos transformadores da empresa brasileira de 1988 a 2003, para os dados da TABELA 1:



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Chesf

**FIGURA 6 - Taxas de Falhas de Transformadores (%)**

O comportamento das taxas da FIGURA 6 encontra explicação na realidade econômica-empresarial vivida pela empresa. Ao final dos anos 80, devido à inadimplência generalizada das empresas de distribuição em relação a suas supridoras, apenas manutenções corretivas eram feitas. Nesse período as taxas de falha oscilaram entre 9,7% e 4%. No início dos anos 90, foram implantados programas de “Gerência da Qualidade Total”, bem como a retomada dos pagamentos intra-setoriais, com a Lei nº 8.631/93 (Lei Eliseu Resende), as taxas de falha oscilaram entorno de 3%.

No ano de 1999, a ANEEL anunciou sua intenção de penalizar financeiramente as indisponibilidades das instalações, bem como as tarifas de energia foram recuperadas ao final dos anos 90, passando a serem corrigidas pelo IGPM. Os dados econômicos mostram que a empresa reagiu a essa nova realidade, quase duplicou seus investimentos em manutenção nos anos 1999 e 2000, como mostra a TABELA 4, e a partir de então, as taxas de falha se reduziram a um valor médio de 0,9% para o período de 2000 a 2003.

Outros indicadores também mostram melhoras significativas. O TTR/km, Tempo Técnico de Reparo de linhas de transmissão por km, foi reduzido em 4,6 vezes; o FREQ melhorou 4,02 vezes e o DREQ 8,34 vezes. Cabe ressaltar que estes dois últimos

indicadores são sistêmicos, isto é, também são influenciados pela expansão das instalações de transmissão, este por decisão do Principal em contratar mais serviços, e não apenas pelos esforços em manter e operar as instalações do Agente.

A análise da série histórica dos indicadores apresentados sugere que as séries de indicadores de desempenho podem ser divididas em dois conjuntos. O período de 1988 a 1993 representa uma empresa com indicadores de baixo desempenho, ou na linguagem do modelo Principal-Agente, uma empresa de baixo esforço, enquanto que o período de 2000 a 2003 representa os indicadores de uma empresa de alto esforço.

Com esse enfoque passamos a formar dois conjuntos de dados, de alto e baixo esforços, de forma a alimentar o modelo Principal-Agente.

No contexto deste trabalho, a empresa hipotética de Baixo Esforço não significa que a mesma tenha uma gestão negligente, mas que a mesma teria decidido deliberadamente praticar baixo esforço dentro da realidade contratual com o Principal. Dessa forma, deve-se adotar apenas os indicadores técnicos de baixo esforço da base de dados, e estimar os gastos desta empresa a partir dos gastos atuais da empresa de alto esforço, quando esta realiza as mesmas atividades.

Dessa forma, a empresa de baixo esforço teria optado por fazer apenas manutenção corretiva. Com essa premissa, foram estimados fatores de escala para estimar seus custos. Os fatores de escala são formados pelo produto entre o índice de participação dos gastos da empresa de Alto Esforço em tarefas similares, multiplicados pelos indicadores técnicos da empresa de baixo esforço.

Para os gastos em manutenção, considerou-se o percentual de manutenção corretiva em linhas de transmissão e em subestações da empresa, multiplicados pelas respectivas relações de indicadores técnicos. Para os gastos em operação, estimou-se que esses poderiam ser reduzidos a 50%, intensificando a automação de seus processos. Quanto aos gastos de administração, adotou-se um fator que é a média dos fatores de manutenção de linhas, de subestações e de operação.

Os fatores de escala obtidos foram:

**TABELA 8 – Fatores de Escala**

	<b>fator escala</b>	<b>índice técnico</b>	<b>part. custo</b>
Operação =	0,5000		
manutenção LT=	0,6669	4,64	0,144
Manutenção SE =	0,2563	5,24	0,049
Administração =	0,4744		

Fonte: Elaboração própria

A TABELA 9, a seguir, apresenta os dados econômicos da Empresa de Baixo Desempenho, obtidos com o procedimento acima descrito.

**TABELA 9 – Formação dos dados econômicos da Empresa de Baixo Desempenho ( em R\$ x mil)**

<b>Investimentos em transmissão</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	573,41	644,72	884,64	548,57	860,98	822,93
Manutenção LT	4.722,50	5.433,88	7.270,80	3.395,62	2.416,45	2.010,33
Manutenção SE	11.408,33	17.833,84	26.567,63	13.874,06	11.608,76	11.950,10
Administração	4.716,78	6.409,31	2.607,55	1.592,78	2.407,32	3.632,75
Total Investimento	21.421,03	30.321,75	37.330,64	19.411,04	17.293,53	18.416,13

<b>Custeio da Operação e Manutenção</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Operação	18.352,68	17.327,14	16.983,98	16.838,58	17.435,07	17.728,53
Manutenção LT	14.772,21	13.723,31	12.271,47	13.675,72	13.857,11	14.962,66
Manutenção SE	10.154,62	10.037,02	9.168,08	8.867,80	9.330,10	9.747,70
Administração	3.235,10	2.732,40	3.515,97	2.925,47	3.541,20	3.536,84
Total Custeio	46.514,61	43.819,86	41.939,49	42.307,57	44.163,48	45.975,73

<b>Investimento + Operação e Manutenção</b>						
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total Geral	67.935,64	74.141,62	79.270,14	61.718,62	61.457,01	64.391,87

Fonte: Elaboração própria

## 5.4 Composição dos Dados para as Empresas de Alto Desempenho e Baixo Desempenho

Neste item abordaremos a formação dos dados que alimentarão o modelo desenvolvido no item 6.2. Utilizaremos a letra “a” como sub-índice para indicar um dado relativo ao Agente tipo Alto Esforço, e “b” para aquele Baixo Esforço.

### 5.4.1 Custos de Operação e Manutenção – O&M

Os valores relativos aos custos de operação, manutenção, administração e investimentos na operação apresentados na TABELA 10, a seguir, foram obtidos a partir da TABELA 4, para a empresa de alto desempenho, e TABELA 9, para empresa de baixo desempenho. As especificidades para a estimação de cada valor são apresentadas logo após a tabela, junto com a definição de cada sigla.

**TABELA 10 – Manutenção – em R\$ milhões/ano**

	<b>Valor médio</b>	<b>desvpad</b>	<b>var</b>
O&Mpa	140,330		
O&Mpb	44,725		
Mca	7,540	3,1406	9,8631
Mcb	23,428	1,4702	2,1614

Fonte: Elaboração própria

O&Mpa – representa os custos de operação, administração, e manutenção programada do agente de alto esforço. Como são custos programados, sob controle do agente, desconsiderou-se sua variância e desvio padrão. O valor de O&Mpa foi obtido pela diferença entre a média dos custos totais e subtraído do valor da média dos gastos com manutenção corretiva do agente tipo a;

O&Mpb - representa os custos de operação e administração do agente de baixo esforço. Por premissa, este agente não realiza manutenção programada. O valor apresentado na tabela foi obtido subtraindo-se a média dos custos de manutenção de linhas e subestações da média dos custos totais do agente tipo b, apresentados na TABELA 9;

Mca – representa os custos de manutenção corretiva do agente de alto esforço. O valor médio foi obtido multiplicando-se o percentual de manutenção corretiva de linhas e de transformadores pelos respectivos custos totais de manutenção e de investimento (de manutenção), para o agente tipo a. O desvio padrão foi obtido pela soma dos desvios padrão dos custos em linhas e subestações, considerando-se que os mesmos são eventos independentes;

Mcb - representa os custos de manutenção corretiva do agente de baixo esforço. O valor médio foi obtido subtraindo-se o valor médio de O&Mpb do valor médio total de operação, administração, manutenção e de investimento (de manutenção), para o agente tipo b, uma vez que este não realiza manutenção preventiva, por premissa. O desvio padrão foi estimado com premissa similar ao de Mca.

#### 5.4.2 Duração dos Desligamentos Programados e Não-Programados

Os tempos de desligamentos apresentados na TABELA 11, estão divididos em desligamentos programados – Dp, e desligamentos não-programados - Do, de responsabilidade do agente. Ambos representam a soma dos desligamentos da respectiva classe realizados durante um ano.

**TABELA 11 – Duração da Indisponibilidade – base anual**

	<b>Valor médio</b>	<b>desvpad</b>	<b>var</b>
<b>Dpa</b>	0,00014311	0,00010532	1,109E-08
<b>Dpb</b>	0	0	0
<b>Doa</b>	0,00233461	0,00087373	7,634E-07
<b>Dob</b>	0,00998093	0,00371360	1,379E-05

Fonte: Elaboração própria

Os valores apresentados foram estimados a partir da disponibilidade apresentada na TABELA 3, para agente de alto esforço. A partir dos dados ali apresentados, foi calculada a indisponibilidade. A seguir, foi feita uma soma ponderada das indisponibilidades de linhas e de transformadores, pela respectiva participação de cada

conjunto de equipamentos no total da receita do concessionário – RAP. Essa ponderação é de 35% para transformadores e 65% para linhas(fonte: Chesf). Os valores de Dpb são nulos, devido à premissa que este agente não realizaria manutenção programada.

Para o agente de baixo esforço, a ponderação de linhas e transformadores ainda foi multiplicada pelos respectivos fatores de desempenho do agente tipo b. Esses fatores foram 5,24 para transformadores (correspondendo ao aumento de taxa de falhas de transformadores para o agente tipo b, uma vez que não dispomos da duração) e 3,55 para linhas (relativo ao aumento da duração total da indisponibilidade de falhas, incluindo os tempos para realização de manutenção corretiva e de operação).

#### **5.4.3 A Correlação Entre Parcela Variável e Manutenção Corretiva**

Pela falta de dados que permitam calcular a correlação entre a parcela variável - PV e a manutenção corretiva - Mc, esta foi estimada de forma intuitiva, a partir do conceito de cada variável. A parcela variável somente ocorre quando há um desligamento dos equipamentos. Da mesma forma, a grande maioria das manutenções corretivas ocorrem devido ao desligamento dos equipamentos. Portanto, há simultaneidade entre essas duas variáveis. O montante das duas cresce com a duração do evento, pois quanto mais longa for a intervenção, maior será o gasto da manutenção corretiva com equipes e máquinas. Idem para a PV. Dessa forma, é razoável supor que a correlação entre essas duas variáveis é alta e positiva. No caso adotamos 0,9.

A fim de testar o efeito da premissa de assumir a correlação entre PV e Mc em 0,9, realizou-se uma análise de sensibilidade a esse parâmetro, variando entre 0,3 e 0,9, correspondendo a uma variação de 67% em relação ao parâmetro adotado. Obteve-se uma variação em Ko de 3,5%, mantendo-se todos os demais dados constantes e  $K_p = 1$ . Essa pequena variação no resultado permite validar a premissa.

#### 5.4.4 A correlação entre Duração Desligamentos Programados e Não-Programados

Os indicadores técnicos mostraram que estas duas variáveis atuam em direção contrária. À medida que aumenta a manutenção programada -  $D_p$ , diminui a manutenção não-programada -  $D_o$ . Todavia, desde que a ANEEL divulgou sua intenção de aplicar penalidades a desligamentos para manutenção, as técnicas para efetuar essas tarefas sem desligar os equipamentos evoluíram significativamente na empresa de alto esforço, de tal forma que na atualidade, poucas intervenções de manutenção preventiva requerem o desligamento dos mesmos. Dessa forma é razoável supor que a correlação entre  $D_p$  e  $D_o$ , embora negativa, não deve ser um valor elevado, sendo razoável assumir  $-0,6$  como correlação máxima.

Da mesma forma que no caso da correlação entre  $PV$  e  $Mc$ , realizou-se um teste da premissa de assumir a correlação entre  $D_p$  e  $D_o$  em  $-0,6$ . A análise de sensibilidade a esse parâmetro, variando entre  $-0,8$  e  $-0,2$ , correspondendo a uma variação de 100% em relação ao parâmetro adotado. Obteve-se uma variação em  $K_o$  de 0,08%, mantendo-se todas os demais dados constantes e  $K_p = 1$ . Isso mostra pequena sensibilidade do modelo ao parâmetro, e portanto podemos validar a premissa.

Concluindo este Capítulo, verificou-se que os dados disponíveis para relacionar esforço do concessionário de transmissão, representado pelo seu gasto em manutenção e o desempenho de suas instalações, são insuficientes para construir uma curva contínua que permitisse simular seu esforço ao longo de um intervalo significativo. Analisando os dados obtidos e o histórico da empresa, podem-se identificar dois períodos de desempenho técnico bom e outro ruim, que podem permitir o prosseguimento do estudo limitado a dois estados. Para o período de desempenho bom, os dados são completos, isto é, dispomos de indicadores de desempenho técnico e de esforço econômico realizado pela empresa. Para o período de desempenho ruim, a empresa se encontrava desajustada, razão pela qual preferiu-se estimar dados para uma empresa que deliberadamente optasse por ofertar um serviço de baixo desempenho. Com os dados disponíveis e as estimativas realizadas, dispõe-se da base de informações suficiente para

analisar as relações da ANEEL com concessionários de transmissão, à luz da Teoria do Principal-Agente, apresentada no próximo Capítulo.

## **6. Aplicação do Modelo Principal-Agente aos Contratos de Transmissão**

### **6.1 Introdução**

Tendo em vista a teoria apresentada e a base de dados desenvolvida até este ponto, o presente capítulo busca consolidar todas as informações num modelo matemático e apresenta os resultados das simulações efetuadas buscando verificar a adequação dos parâmetros regulatórios de  $K_o$  e  $K_p$  adotados pela ANEEL, para incentivar a qualidade do serviço dos concessionários de serviços públicos de transmissão de energia elétrica.

Na primeira parte são recuperadas e consolidadas as informações necessárias à elaboração do modelo matemático e desenvolvida a equação que permite efetuar as simulações na busca dos parâmetros ótimos. Na segunda parte, são testados os parâmetros em uso pela ANEEL. Na terceira parte, são apresentados os resultados das simulações efetuadas em função da aversão a risco dos agentes, e por fim, na última parte, são apresentadas as análises efetuadas com o modelo proposto.

### **6.2 Formatação do Problema**

O Principal – no caso a ANEEL – pode ser caracterizada como monopolista, uma vez que no mercado brasileiro, ela é a única agência que contrata ou autoriza serviços de transmissão. A sua função utilidade pode ser representada a partir da ótica do consumidor e do interesse público, dos quais ela é a representante neste contrato. Sua utilidade será medida a partir da disponibilidade das instalações de transmissão menos o custo de dispor desses serviços.

Os agentes atuam num mercado competitivo apenas no momento da licitação por novas concessões de transmissão, sendo vencedor aquele que, na licitação, propor o menor preço para prestar o serviço (Receita Anual Permitida –RAP). Esse preço permanece fixo nos primeiros 15 anos, e reduzido à metade pelo restante do período da

concessão (30 anos a partir da assinatura do contrato de concessão), não havendo previsão de revisão de preço, apenas reajuste monetário.

A outra modalidade de se expandir o sistema ocorre mediante autorização da ANEEL. Neste caso não há competição entre agentes, mas o agente deve apresentar o projeto com o orçamento aberto em equipamentos, serviços, custos administrativos, etc, permitindo que a Agência glose valores que excedam seus valores padrão. Além do mais, ela dispõe de dados do ambiente competitivo, obtidos a partir dos leilões de novas concessões pelos quais pode se orientar.

Outras peculiaridades importantes do sistema de transmissão, a serem consideradas:

- A observabilidade sobre a operação das suas instalações é total. O ONS é dotado de um sistema de aquisição de dados que permite saber, em tempo real, se a instalação de transmissão se encontra em operação ou não. Esta informação é muito importante para o desenho proposto nos contratos, no que se refere à aferição do esforço empreendido pelos concessionários de transmissão para prestar o serviço contratado;
- A qualidade da manutenção dada às instalações e o estado de conservação não pode ser aferida diretamente, mas apenas por meios indiretos através das estatísticas de desempenho, pelo aumento do número de saídas forçadas ou do tempo de reparo. Como a ANEEL é dotada de recursos para fiscalizar os agentes, temos duas hipóteses a considerar:
  - **Hipótese 1** – a fiscalização é efetiva e, juntamente com a supervisão do sistema pelo ONS, assegura plena observabilidade do esforço do Agente. Neste caso, a teoria econômica recomenda que o Principal assegure plenamente o Agente, como forma de atingir a maior eficiência, sem custos de agência (não utilizar a PV);

- **Hipótese 2** – a fiscalização permanente da ANEEL, juntamente com a supervisão do ONS, teriam um custo muito elevado para serem eficazes (eliminar a assimetria de informação), dada a extensão da rede do sistema de transmissão interligado nacional. Dessa forma, a fiscalização exercida pela ANEEL, realizada periodicamente, teria caráter complementar. Neste caso, a teoria indica a necessidade do Principal adotar restrições de compatibilidade de incentivos e de participação para alcançar a eficiência econômica. Como a Agência adotou a PV, conclui-se que na sua análise, esta hipótese é a escolhida.
  
- As conseqüências para a sociedade devido a interrupção de energia são muito elevadas. Falhas na continuidade do serviço de uma instalação de transmissão podem estar na origem de interrupção do serviço de energia elétrica de grandes proporções. Portanto, há uma pressão para melhoria contínua da qualidade dos serviços, por parte da sociedade.
  
- O custo de saída do agente é muito elevado. Uma vez construídas as instalações de transmissão dificilmente podem ser removidas, seja por falta de mercado (principal monopolista), seja porque, tecnicamente, a maior parte dos investimentos não podem ser removidos (linhas de transmissão, por exemplo) a não ser para venda dos materiais como sucata, ou seja, a empresa tem características de custos irrecuperáveis. Isso significa que o Agente apreciará garantias concretas do cumprimento do contrato pelo Principal.
  
- A Agência introduziu nos contratos oferecidos aos concessionários, a Parcela Variável – PV, apresentada no item 2.2, representando um desconto no pagamento realizado ao Agente, quando houver indisponibilidade da instalação. Nas regras para aplicação da PV, a Agência permite que condições fora do alcance da gestão do Agente sejam excluídas do cálculo da mesma.

Nesse contexto, a Agência buscará maximizar seu benefício, no caso, representado pela disponibilidade das instalações de transmissão, menos o custo, ou seja, a receita paga aos agentes.

Dentre os modelos de Principal-Agente analisados no capítulo 3, considerando a natureza monopolista do Principal e competitiva do Agente, bem como a observabilidade do serviço prestado, através da supervisão do ONS, que permite saber quando a instalação foi desligada e por quanto tempo, passa-se a descrever o modelo a ser utilizado.

Parte-se da consideração que a Agência oferecerá um contrato que atenda as seguintes condições:

Função objetivo da Agência:

$$U = D - RAP + PV \quad \text{função utilidade do Principal;}$$

$$E[u(w)] \geq \bar{u} \quad \text{Restrição de participação;}$$

$$E[u(w_a)] \geq E[u(w_b)] \quad \text{Restrição de incentivo.}$$

Onde:

$D$  = benefício social devido a disponibilidade das instalações em serviço;

$\bar{u}$  = utilidade reserva do Agente;

$E[u(w)]$  = utilidade esperada do Agente;

$O\&M$  = gastos em operação e manutenção;

$PV$  = parcela variável;

$a$  = alto esforço do agente de transmissão;

$b$  = baixo esforço do agente de transmissão.

Existe ainda a influência do estado do meio ambiente no resultado da disponibilidade do serviço. Conforme visto anteriormente, a teoria diz que num contexto onde o principal é monopolista e os agentes competidores, é economicamente eficiente o principal assumir os riscos, e não o agente, uma vez que o principal é neutro ao risco e o agente averso ao mesmo. Este princípio é observado dentro dos Contratos de Concessão e nas regras de aplicação da PV, muito embora existam discussões entre a Agência e os concessionários na definição precisa dessa fronteira, vide ABRATE/ABDIB (2003).

Do lado do agente, o mesmo buscará maximizar a sua função utilidade, escolhendo se ele empregará, alto esforço -  $a$ , ou baixo esforço -  $b$ .

A seguir, passa-se a analisar as restrições de participação e de incentivo do contrato.

A restrição de participação só é ativa para concessões novas, no momento do Leilão das Concessões, quando o valor da RAP oferecido deve ser tal que atraia os participantes, do contrário o leilão será vazio. Como o custo de saída é muito alto, essa restrição não estará ativa nas demais situações, inclusive para os concessionários já instalados.

A restrição de incentivo deverá estar ativa por todo o período da concessão, uma vez que o agente, ao buscar maximizar sua função utilidade, estará na realidade minimizando seus custos operacionais e de penalidades contratuais (O&M + PV), já que o valor de RAP é fixo por contrato.

A restrição de incentivo, é dada por:

$$E[u(w_a)] \geq E[u(w_b)] \quad \text{lembrando a equação 1, pela qual:}$$

$$E[u(w)] = -\int e^{-rw} f(w)dw = -e^{-r\left(\bar{w} - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right)} \quad \text{temos que:}$$

$$-e^{-r\left(\bar{w}_a - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right)} \geq -e^{-r\left(\bar{w}_b - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right)} \quad \text{ou;}$$

$$r\left(\bar{w}_a - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right) \geq r\left(\bar{w}_b - r\frac{\sigma_w^2}{2}\right).$$

Como apresentado anteriormente no Capítulo 4, a riqueza do concessionário de transmissão é mais bem representada pelo seu fluxo de receita. Assim, substituindo a riqueza pelo fluxo:

$$RAP - \overline{O \& Mpa} - \overline{Mca} - \overline{PVa} - \frac{r_a}{2} \sigma_{wa}^2 \geq RAP - \overline{O \& Mp_B} - \overline{Mc_B} - \overline{PV_B} - \frac{r_B}{2} \sigma_{wb}^2$$

Lembrando que  $\sigma_w^2 = \text{var}(w)$ , e expandindo  $w$  vem:

$$\text{Var}(w) = \text{Var}(O \& M) + \text{Var}(PV) + 2\text{cov}(O \& M, PV)$$

Simplificando e reagrupando os termos, obtém-se:

$$\begin{aligned} & \overline{PVb} - \overline{PVa} + r_B \left( \frac{\text{Var}(O \& Mb) + \text{Var}(PVb) + 2\text{cov}(O \& Mb, PVb)}{2} \right) - \\ & - r_A \left( \frac{\text{Var}(O \& Ma) + \text{Var}(PVa) + 2\text{cov}(O \& Ma, PVa)}{2} \right) \geq \overline{O \& Mpa} - \overline{O \& Mp_B} + \overline{Mca} - \overline{Mc_B} \end{aligned}$$

Pela equação 2 acima, a penalidade imposta pelo Principal ao Agente, através do contrato, deve ser tal que a diferença dos valores das penalidades entre as situações de desempenho de baixo esforço e alto esforço, seja igual ou superior à redução de custos operacionais e de manutenção que o Agente obterá se praticasse baixo esforço ao invés de alto esforço.

Como se deseja analisar o ajuste dos parâmetros  $K_p$  e  $K_o$ , formadores da PV, a equação 2 deve ser expandida de forma a que esses parâmetros sejam explicitados. Do item 2.2, temos que  $PV = \frac{PB}{1440D} \{ [K_p \sum D_p] + [K_o \sum D_o] \}$ , substituindo a PV na equação 2, desconsiderando a variância da duração da manutenção programada, reagrupando os fatores, e escrevendo em bases anuais, obtém-se a equação 3 a seguir:

$$\begin{aligned} \overline{O \& Mpa} - \overline{O \& Mpb} + \overline{Mca} - \overline{Mcb} \leq RAP \left[ K_o (\overline{Dob} - \overline{Doa}) + K_p (\overline{Dpb} - \overline{Dpa}) \right] + \\ \left[ \begin{aligned} &Var(Mcb) + RAP^2 \left[ K_o^2 Var(Dob) + K_p^2 Var(Dpb) + 2K_o K_p corr(Dob, Dpb) \sigma_{Dob} \sigma_{Dpb} \right] \\ &\frac{rb}{2} + 2RAP * corr(Mcb, PVb) \sigma_{Mcb} * \left( \frac{\sum_{i=1}^n \left[ K_o^2 (Dobi - \overline{Dob})^2 + K_p^2 (Dpbi - \overline{Dpb})^2 \right]}{n-1} \right)^{1/2} \end{aligned} \right] - \\ \left[ \begin{aligned} &Var(Mca) + RAP^2 \left[ K_o^2 Var(Doa) + K_p^2 Var(Dpa) + 2K_p K_o corr(Doa, Dpa) \sigma_{Doa} \sigma_{Dpa} \right] \\ &\frac{ra}{2} + 2RAP * corr(Mca, PVa) \sigma_{Mca} * \left( \frac{\sum_{i=1}^n \left[ K_o^2 (Doai - \overline{Doa})^2 + K_p^2 (Dpai - \overline{Dpa})^2 \right]}{n-1} \right)^{1/2} \end{aligned} \right] \end{aligned}$$

Equação 3

Na equação 3,  $K_p$  e  $K_o$  são as variáveis que se deseja ajustar de forma que a restrição de incentivo seja a menor possível, uma vez que a mesma representa uma ineficiência econômica devido a assimetria de informação. Assim, o ponto ótimo será dado pelo conjunto de pares  $K_p$  e  $K_o$  que satisfaçam a condição de igualdade da

equação em análise. Como se dispõe de apenas uma equação para duas variáveis, pode-se arbitrar uma e encontrar a outra.

Como  $K_p$  representa o multiplicador do tempo de desligamento programado pelo Agente para realizar manutenção programada, é razoável propor que durante esse período de indisponibilidade o Agente deixe de receber sua receita, por se encontrar fora de serviço. Isso é o mesmo que escolher  $K_p = 1$ .

Dessa forma, a equação 3 pode ser resolvida para  $K_o$ . Este parâmetro representa a duração de todos os desligamentos não programados de responsabilidade do Agente. Quanto maior for o empenho do Agente em manter suas instalações, menor será a indisponibilidade não programada, tal como desejado pelo Principal.

As simulações da equação 3 foram realizadas utilizando a rotina “atingir meta” do programa Excel da Microsoft.

### **6.3 Resultados para Parâmetros $K_p$ e $K_o$ em Uso**

Atualmente a ANEEL adota os parâmetros  $K_o = 150$  e  $K_p = 10$ . Para avaliar os parâmetros  $K_o$  e  $K_p$  em uso, utilizou-se a equação 3, descrita no item anterior, assumindo que as empresas de alto e baixo esforço teriam a mesma aversão a risco, isto é,  $r_a = r_b$ . Essa seria a situação de um Agente que decidisse avaliar qual opção seria mais interessante, praticar alto ou baixo esforço.

Como  $K_o$  e  $K_p$  neste caso são conhecidos, buscou-se inicialmente encontrar qual é a medida de aversão ao risco,  $r$ , que satisfaz a condição de igualdade dos termos da equação 3. Na seqüência, efetuou-se uma variação paramétrica de  $r$  no intervalo (0,1), tendo RAP como variável na equação 3. A diferença entre o valor encontrado e RAP real do concessionário é uma medida do excesso de penalização em relação ao indicado pelo modelo Principal-Agente.

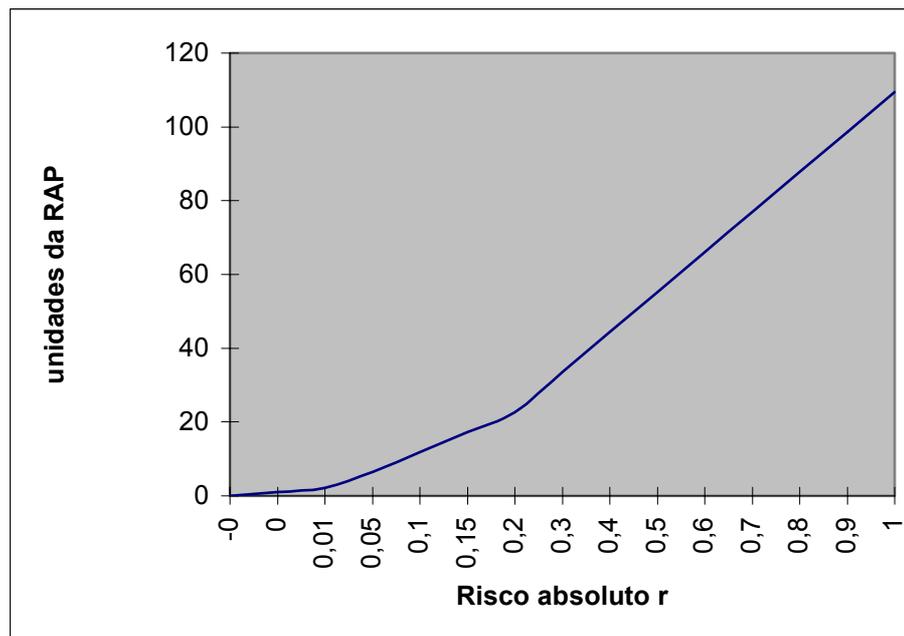
Para as condições acima descritas, e com a base de dados do capítulo 5, obteve-se os resultados apresentados na TABELA 12 e na FIGURA 7. Nesta última, a ordenada está em unidades de RAP e a abscissa em unidades de aversão ao risco.

**TABELA 12 – Excedente de Penalidade**

<b>risco</b>	<b>unidades de RAP</b>
-0,0093	0
0	1,0
0,01	2,1
0,05	6,4
0,1	11,9
0,15	17,3
0,2	22,7
0,3	33,6
0,4	44,4
0,5	55,3
0,6	66,1
0,7	77,0
0,8	87,8
0,9	98,7
1	109,5

Fonte: Elaboração própria

Nela se observa que a penalidade excede significativamente a recomendação da Teoria de incentivos para se obter eficiência econômica, no que se refere a valores positivos de  $r$ . Os valores de  $K_p$  e  $K_o$  estariam adequados na hipótese do Agente ser propenso ao risco e apresentar  $r = -0,009$ . No caso do Agente ser neutro a risco ( $r = 0$ ), a ineficiência econômica pode atingir 1 RAP. Para agentes com medidas de aversão ao risco positivas, a ineficiência econômica cresce rápida e sistematicamente com o aumento de  $r$ , atingindo 109,5 vezes o valor da RAP, quando a aversão ao risco do agente assume o valor unitário.



Fonte: Elaboração própria

**FIGURA 7 - Excedente de penalização vs Aversão a risco**

#### 6.4 Simulações para Busca dos Parâmetros $K_p$ e $K_o$ Ótimos

Para todas as simulações apresentadas neste item, utilizou-se a base de dados apresentada no capítulo 5, exceto onde explicitamente destacado. Dada a sensibilidade do modelo à medida Arrow-Pratt de aversão a risco do agente, verificada no item 6.3, as simulações efetuadas foram feitas parametrizando-se os valores de  $r_a$  e  $r_b$ , uma vez que desconhecemos as medidas de aversão ao risco dos concessionários de transmissão. Assim será obtida toda a faixa de variação do valor de  $K_o$ , para valores razoáveis de  $r_a$  e  $r_b$ , permitindo que se chegue a conclusões mais robustas, mesmo com as limitações presente de informações atuais.

O parâmetro  $K_p$  foi sempre mantido igual a 1, por equivaler à suspensão do pagamento quando a instalação estiver fora de serviço para manutenção programada. Assumir  $K_p$  nulo significaria retirar o incentivo a minimizar o tempo de interrupção ou ao abandono das técnicas de manutenção com equipamentos energizados.

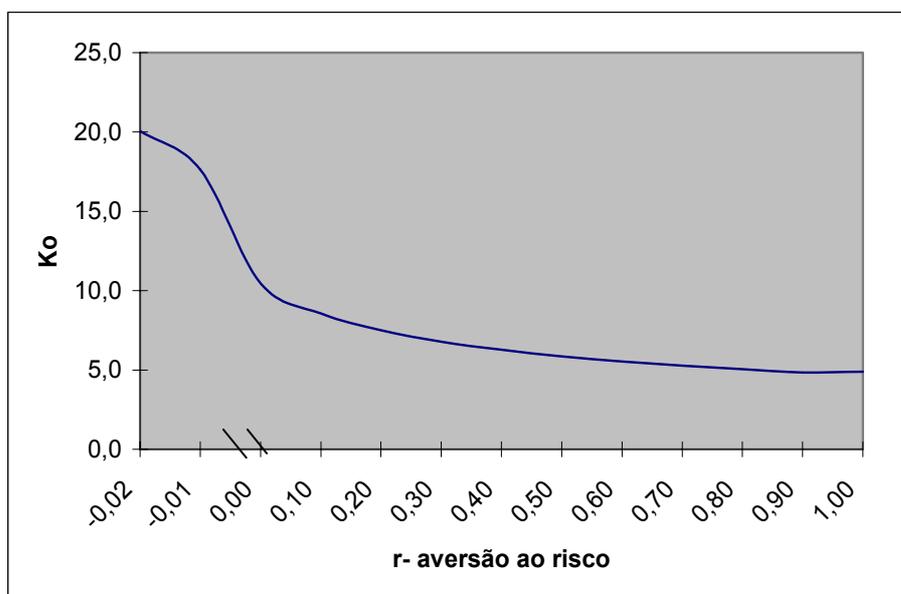
Inicialmente foram realizadas simulações com  $r_a = r_b$ . Esta situação reproduz a situação de um mesmo agente praticando alto ou baixo esforço. Do ponto de vista do

Principal, esse seria um dos principais resultados, uma vez que indica o valor de  $K_0$  a ser adotado se fosse conhecido o valor da medida  $r$  de aversão a risco dos Agentes prestadores de serviço. A TABELA 13 apresenta o resultado encontrado. Verifica-se que ao aumentar a aversão ao risco dos agentes, diminui o fator de penalidade ótimo –  $K_0$ , conforme esperado. Note-se o elevado incremento do fator  $K_0$  quando a aversão ao risco se torna negativa, isto é, para agentes propensos ao risco.

**TABELA 13 – Fator de Penalidade Ótimo em Função da Aversão ao Risco.**

<b>r</b>	<b>K<sub>0</sub></b>
-0,02	20,1
-0,01	17,6
0	10,5
0,1	8,6
0,2	7,5
0,3	6,8
0,4	6,3
0,5	5,9
0,6	5,5
0,7	5,3
0,8	5,0
0,9	4,8
1	4,9

Fonte: Elaboração própria



Fonte: Elaboração própria

**FIGURA 8 - Fator de Penalidade vs Risco**

Na seqüência foram realizadas simulações, variando-se os valores da medida de aversão a risco do agente de alto esforço e de baixo esforço. O risco do agente de alto esforço foi simulado com os valores de 0; 0,25; 0,50; 0,75 e 1. O risco do agente de baixo esforço foi variado entre  $-0,02$  e 1.

A TABELA 14 apresenta o resultado do valor de  $Ko$  para as simulações efetuadas, e a FIGURA 9 mostra o gráfico correspondente, considerando apenas medidas de aversão ao risco no intervalo  $(0,1)$ .

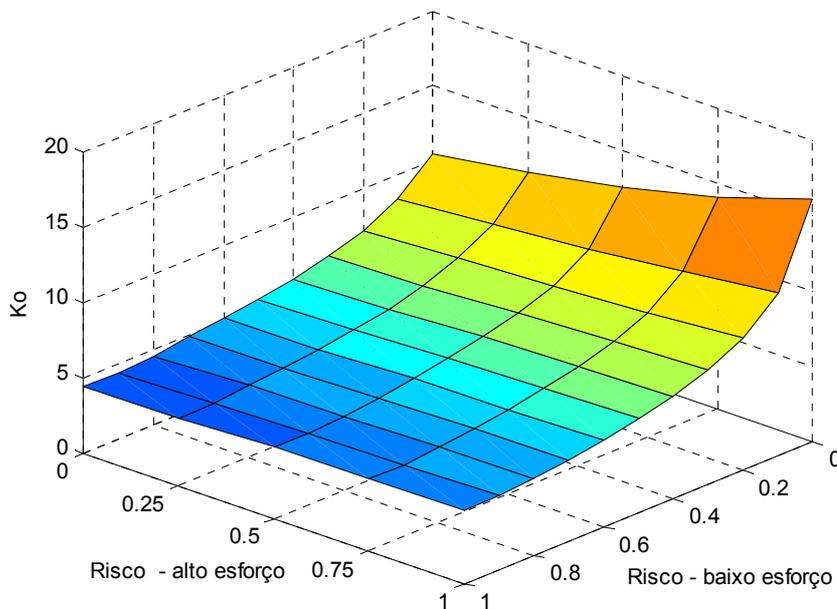
**TABELA 14 – Estimação de  $Ko$  em Função da Aversão ao Risco para 2 Agentes**

		<i>ra</i>			
<i>rb</i>	<i>ra=0</i>	<i>ra=0,25</i>	<i>ra=0,50</i>	<i>ra=0,75</i>	<i>ra=1,0</i>
-0,02	20,7	nc	nc	nc	nc
-0,01	17,8	26,8	nc	nc	nc
0	10,5	11,4	12,6	14,1	16,1
0,1	8,4	8,9	9,4	10,1	10,8
0,2	7,2	7,6	7,9	8,3	8,8
0,3	6,5	6,7	7,0	7,3	7,6
0,4	5,9	6,1	6,4	6,6	6,8
0,5	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3
0,6	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8
0,7	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4
0,8	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1
0,9	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9
1	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9

Fonte: Elaboração própria

Na TABELA 14, observam-se alguns pontos com valores de  $rb$  negativos e  $ra$  superior a 0,25 onde o processo numérico da rotina “atingir meta” do programa Excel não convergiu para um valor. Nos pontos onde houve convergência numérica da rotina “atingir meta” nota-se um crescimento elevado do fator  $Ko$ , fazendo supor seja esse o motivo da não convergência numérica. Nas demais combinações de pontos, foram encontrados valores satisfatórios de convergência para  $Ko$ . Para melhor visualização do

segmento que considera agentes com aversão ao risco, apresentamos a FIGURA 9, na qual podemos observar o comportamento dos valores ótimos de  $K_o$ , considerando  $K_p$  unitário.



Fonte: Elaboração própria

### FIGURA 9 - Estimação do $K_o$ Ótimo em Função da Aversão ao Risco

A presença de dois agentes, com medidas de aversão ao risco diferentes, mantém o princípio básico pelo qual o principal deve assegurar o agente averso ao risco. Isso pode ser observado pela redução do fator  $K_o$  quando se aumenta a aversão ao risco.

Outras constatações a partir dos resultados encontrados são:

- O fator de penalidades  $K_o$  ótimo é mais sensível à variação da aversão ao risco do agente de baixo esforço. De fato, para uma variação unitária de  $r_b$ ,  $K_o$  teve uma variação de 11,6, enquanto que para igual variação de  $r_a$ ,  $K_o$  varia no máximo 5,6.

- Mantido fixo o valor de aversão ao risco do agente de baixo esforço, verifica-se que  $K_0$  ótimo aumenta com o aumento de  $d$  e  $r_a$ . Isso, aparentemente seria contrário ao esperado. Observando a equação 3,  $r_a$  é precedido de um sinal negativo, implicando em  $K_0$  ter que aumentar para equilibrar o termo direito da equação. Isso poderia ser interpretado como a necessidade de uma penalidade maior para compensar o fato do agente de baixo esforço ter menor aversão ao risco que ao agente de alto esforço.

### 6.5 Análise de Resultados

As simulações realizadas para os parâmetros  $K_p$  e  $K_0$  atualmente em uso pela ANEEL para novas concessões de transmissão, iguais a 10 e 150 respectivamente, excedem os valores ótimos para todos os agentes neutros ou aversos a risco. Mostrou-se adequada para agentes propensos ao risco, com medida Arrow-Pratt de aversão a risco da ordem de  $-0,09$ .

Para Agentes aversos a risco, com medidas Arrow-Pratt de aversão ao risco variando no intervalo  $(0,1)$ , a restrição de incentivo do modelo Principal-Agente indica que os valores ótimos para  $K_0$  variam entre os extremos de 18, para agentes neutro ao risco, reduzindo-se para o mínimo de 4,4, para os agentes de maior aversão ao risco.

Dada a natureza do negócio de transmissão, com grande investimento inicial e longo prazo para recuperação do capital, trata-se de uma atividade que deve atrair empresários que trabalhem com horizontes de longo prazo e, portanto o perfil de maior aversão a risco deve ser predominante. Dessa forma, parece ser razoável que o Principal possa descartar a hipótese de encontrar agentes propensos ao risco entre os Agentes dispostos a atuar no ramo de concessionário de serviços de transmissão, o que permitiria reduzir significativamente os valores de  $K_0$  e  $K_p$  atualmente adotados. Com essa medida seria aumentada a eficiência econômica da sociedade brasileira, ao se reduzir os custos de agência que resultaria, num segundo momento, na redução das tarifas de transmissão.

Com as informações do presente Capítulo e a teoria apresentada nos Capítulos 3 e 4, pode-se tentar responder se é correto ou não a ANEEL adotar incentivos via PV. A resposta, com base na Teoria de Incentivos e nos resultados encontrados é sim. As evidências da melhoria dos indicadores apontam que se trata de um procedimento que estimula a melhoria do desempenho das instalações. No entanto, as simulações efetuadas indicam que os valores de  $K_p$  e  $K_o$  adotados são muito elevados, aumentando significativamente o **custo de agência**, em detrimento da eficiência econômica. Portanto, a regra pode ser aperfeiçoada, mas não abandonada.

## **7. Conclusões**

### **7.1 Relativas à Adoção dos Parâmetros $K_p$ e $K_o$ Ótimos**

Dentro das limitações da base de dados e das simplificações realizadas, para se obter os valores ótimos dos parâmetros que induzem o Agente a prestar alto esforço, conclui-se que os valores para  $K_o$  e  $K_p$  podem ser estabelecidos em patamares menores que os atualmente adotados, com maior eficiência econômica.

A definição do valor mais adequado depende da aversão ao risco dos agentes, contudo, pode-se dizer que pelas características do negócio de transmissão de energia elétrica, com grande investimento inicial e longo prazo para amortização, esses devem ser aversos ao risco.

### **7.2 Relativas ao Modelo Principal-Agente**

O modelo Principal-Agente se mostra adequado para representar as relações entre a ANEEL e os concessionários de serviços de transmissão de energia elétrica. Esse modelo permite ajustar as restrições nos contratos, buscando assegurar que o agente praticará seu melhor esforço na prestação do serviço, sem que as penalizações excedam montantes economicamente eficientes.

### **7.3 Sugestões de Aperfeiçoamento**

A modelagem pode ser aperfeiçoada, em especial na base de dados para a estimação da Parcela Variável, e das relações entre as variáveis envolvidas, com foco naquelas que permitem relacionar esforço do agente e desempenho técnico:

- Os dados utilizados foram de uma única empresa, que apesar de ser a maior em quantidade de instalações, seria conveniente incorporar dados de outras empresas e estender o período de observação de esforço econômico e desempenho técnico;
- Estudar o efeito do meio ambiente sobre o esforço de um concessionário também contribuirá para o aprofundamento deste tema. Um tratamento dos dados que permita retirar o efeito do meio ambiente, em especial para linhas de transmissão, poderia melhorar a precisão dos resultados.
- Quanto ao cálculo das penalidades, poderia ser incorporado um modelo similar ao desenvolvido por TONDELLO (2001), porém ampliado para contemplar transformadores, bem como incluir na base de dados, o esforço econômico do agente.

O comportamento dos agentes frente ao risco também carece de investigação, uma vez que seu conhecimento mais profundo permitiria uma escolha mais precisa dos fatores de penalização:

- Conduzir um estudo da medida de aversão ao risco dos concessionários, bem como da melhor função para representá-lo poderia contribuir neste tema, uma vez que pouco se publicou sobre esse tema;
- Seria conveniente explorar o efeito dos limites de desconto da PV adotados pela ANEEL, bem como a hipótese de se adotar bonificações por desempenho, ao invés de apenas descontos, uma vez que há publicações que indicam a premiação ser mais efetiva que o castigo VARIAN (1992).

A experiência positiva da aplicação deste modelo ao serviço de transmissão de energia elétrica, também sugere que possa ser pesquisada sua aplicação à área de

geração, em especial para os contratos das novas usinas a serem licitadas pelo poder concedente, dentro do novo marco regulatório adotado em 2004.

## 8. Referências

ABRATE/ABDIB. **Adequação da Metodologia da Parcela Variável** – Relatório e Carta ABRATE CT-102/2003 de 10 de setembro de 2003 encaminhados à ANEEL.

COOPERS & LYBRAND. **RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Projeto da Secretaria Nacional de Energia do Ministério das Minas e Energia, Relatório Final, editado em CD pelo Ministério das Minas e Energia, 1998.

HUNT, S., SHUTTLEWORTH, G. **Competition and Choice in Electricity**. Livro, Chichester: John Wiley & Sons, 1996.

LAFFONT, Jean-Jacques, TIROLE, Jean. **A Theory of Incentives in Procurement and Regulation**. Livro, The MIT Press, Cambridge Massachusetts, 3ª impressão, 1998.

LAFFONT, Jean-Jacques, MARTIMORT, David. **The Theory of Incentives – The Principal – Agent Model**. Livro, Princeton University Press, 2002.

MEDEIROS, R. A., **O Capital Privado na Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. 1993. 217f. Dissertação (Mestrado em Ciências Engenharia Nuclear e Planejamento Energético – COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Agosto/1993.

PINTO, M. S. L. **A Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos sobre a Transmissão de Energia da Chesf na Visão de seus Stakeholders**. 2001. 173f. Dissertação (Mestrado em Administração), Universidade Federal de Pernambuco: Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Recife, Janeiro/2002.

SILVA, E. - **Definição dos Indicadores de Desempenho da Transmissão** - Projeto ANEEL/UFSC – Regulação do Serviço de Transmissão – Relatório-Dez/2000.

SOARES, R. A. **Avaliação Econômica de uma Empresa de Transmissão.** 2002. 78f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, setembro/2002.

TONDELLO, C. J., **Uma Metodologia para Gerenciamento do Risco de Empresas de Transmissão.** 2001. 113f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Julho/2001.

VARIAN, Hal R., **Microeconomic Analysis.** Livro, University of Michigan, 3ª edição, W.W. Norton & Company, 1992.