



UNIVERSIDADE SALVADOR - UNIFACS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

MARIA EVA GASPAR DE QUEIROZ FABIAN

**ANÁLISE DO RETORNO ECONÔMICO DE INVESTIMENTOS
DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A ATUAÇÃO
REGULATÓRIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Salvador
2008

MARIA EVA GASPAR DE QUEIROZ FABIAN

**ANÁLISE DO RETORNO ECONÔMICO DE
INVESTIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A
ATUAÇÃO REGULATÓRIA NO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em
Regulação da Indústria de Energia, Universidade
Salvador – UNIFACS, como requisito para
obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. José Eduardo Pinheiro
Santos Tanure

Salvador
2008

TERMO DE APROVAÇÃO

MARIA EVA GASPAR DE QUEIROZ FABIAN

**ANÁLISE DO RETORNO ECONÔMICO DE INVESTIMENTOS DE
DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A ATUAÇÃO REGULATÓRIA NO
SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de mestre em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS, pela seguinte banca examinadora:

José Eduardo Pinheiro Santos Tanure – Orientador _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, USP, Brasil.
Universidade Salvador – UNIFACS

Maria Olívia de Souza Ramos _____
Doutora em Sciences Economiques, Universite de Paris XIII (Paris-Nord), U.P.XIII,
França.
Universidade Salvador – UNIFACS

André Luiz de Carvalho Valente _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, USP, Brasil.
Universidade Salvador – UNIFACS

Fernando Monteiro de Figueiredo _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, USP, Brasil.
Universidade de Brasília - UNB

Salvador, 16 de junho de 2008.

FICHA CATALOGRÁFICA

(Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador - UNIFACS)

Fabian, Maria Eva Gaspar de Queiroz

Análise do retorno econômico de investimentos de distribuição considerando a atuação regulatória no setor elétrico brasileiro / Maria Eva Gaspar de Queiroz Fabian. - 2008.

141 f.

Dissertação (mestrado) - Universidade Salvador – UNIFACS. Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, 2008.

Orientador: Prof. José Eduardo Pinheiro Santos Tanure

1. Energia elétrica - Brasil. 2. Energia elétrica – Regulação - Brasil. 3. Energia elétrica – Distribuição. 4. Energia elétrica – Aspectos econômicos. I. Tanure, José Eduardo Pinheiro Santos, orient. II. Título.

CDD: 621.042

A meus pais que gostariam de ter participado deste momento.

Agradecimentos

À COELBA pelo suporte financeiro.

Ao meu orientador José Eduardo Pinheiro Santos Tanure.

A Ricardo Reis Mourão pela paciência em me ajudar.

A Roberto Cezar e Mônica pela ajuda que deram durante a realização deste trabalho.

A Edmilson Cardoso Santana pelo apoio.

A Fabian, meu marido, pela colaboração na correção do meu português.

A meus filhos Carlos Henrique e José Ricardo pela ajuda na pesquisa bibliográfica.

A Deus por me dar coragem para prosseguir.

A todos que me apoiaram e incentivaram a desenvolver esta dissertação.

RESUMO

Após a implantação das diretrizes definidas pelo projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, que propôs um modelo regulatório que adota o *price cap* como sistema de tarifação, cujo foco na eficiência e qualidade da prestação do serviço e modicidade tarifária impõe que a regulação seja bastante atuante, a análise do retorno econômico de investimentos de distribuição que é utilizada tradicionalmente pelas concessionárias torna-se inadequada, uma vez que não leva em conta a mudança que acontece na remuneração do projeto por ocasião da revisão tarifária periódica, quando é definida a base de remuneração e o Fator X. Neste contexto, as empresas distribuidoras de energia elétrica devem reavaliar seus modelos de análise de retorno dos investimentos, de forma a contemplar os efeitos produzidos pelo novo cenário regulatório, em busca da maximização da rentabilidade para o acionista.

Este trabalho analisa o impacto deste modelo regulatório na formação da receita do fluxo de caixa descontado, que é utilizado para a determinação do retorno econômico dos empreendimentos de distribuição. É apresentada, inicialmente, uma visão geral da viabilidade de projetos e os métodos aplicados nestas análises para, em seguida, mostrar como estes métodos podem ser utilizados no setor elétrico. Para demonstrar a trajetória regulatória das ações relacionadas aos movimentos tarifários e sua relação com os investimentos, é realizada uma retrospectiva histórica da legislação relacionada ao setor elétrico brasileiro, bem como são focados alguns aspectos teóricos sobre a regulação econômica.

Com a análise dos resultados obtidos com o Estudo de Caso em uma empresa distribuidora de energia elétrica, onde são simulados os fluxos de caixa utilizando a metodologia tradicional na determinação da receita e comparados com os fluxos de caixa construídos sob a ótica regulatória, que tem uma abordagem diferenciada da receita para os períodos anterior e posterior a uma revisão tarifária, foi possível inferir que, no cenário atual, as concessionárias de distribuição devem incorporar aos seus estudos de investimentos os impactos provocados pelo Fator X nos ganhos de eficiência, e desenvolver estratégias para minimizar os riscos advindos de uma realização diferente da que está projetada neste fator.

Palavras-chave: Análise econômica de investimentos em distribuição; Fator X; Regulação do setor elétrico brasileiro; Revisão tarifária periódica.

ABSTRACT

The adoption of guidelines defined by the Brazilian Electric Sector Restructuring – RESEB project has created a regulatory model that adopts a price cap tariff system which focuses on the efficiency and quality of the service rendering and tariff systems as well as imposing very strict regulation. The traditional analysis of return on investment used by utilities is no longer appropriate as it fails to take into account changes that occur in project payment due to periodic tariff revision, when factor X is defined for the basis of the payment. In this context, energy distribution companies have to reevaluate their models of analysis for return on investment so as to contemplate the effects caused by the new regulatory scenario, in the search for shareholder profitability maximization.

This work analyzes the impact of this regulatory model on discounted cash flow revenue used to calculate financial returns. First a general overview of project viability and the methods applied in these analyses are presented, then how these methods can be used in the electric sector. The history behind the establishment of the rules for tariff change and their relationship with investments is examined and a historical retrospective of the legislation relating to the Brazilian electric sector is presented, as well as some theoretical aspects of economic regulation.

The analysis of results from a case study carried out in an electric energy distribution company, in which cash flows are simulated using traditional methods to determine revenue and compared with cash flow from the regulatory perspective using a different approach of revenue for the periods prior to and post tariff revision are presented. It is possible to infer that in the current scenario a distribution company should incorporate studies into the impacts provoked by the X factor in efficiency gains, and should develop strategies to minimize the risks that can result from these differences.

Keywords: Economic analysis of investments in distribution; X factor; Regulation of the Brazilian electric section; Periodic tariff revision.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01	Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição	14
Figura 02	Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição	14
Figura 03	Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição	15
Figura 04	Regulamentação do preço do monopólio natural	18
Figura 05	Comparação entre a evolução das Parcelas A e B	49
Figura 06	Regime de Regulação por incentivos	53
Figura 07	Comparação Tarifa média Parcela B com e sem F_{x_e}	67
Figura 08	Comparação receita anual com e sem F_{x_e}	67
Figura 09	Fluxo de caixa regulatório	70
Figura 10	Plotagem fluxo de caixa da SE Entre Rios	83
Figura 11	Crescimento mercado na SE Entre Rios	84
Figura 12	Plotagem do fluxo de caixa tradicional da SE São Felipe	84
Figura 13	Crescimento mercado na SE São Felipe	85
Figura 14	Plotagem do Fluxo de caixa regulatório Se Entre Rios	89
Figura 15	Plotagem do Fluxo de caixa regulatório Se São Felipe	89
Figura 16	Comparação entre TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano 1	93
Figura 17	Comparação entre TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano 2	93
Figura 18	Comparação entre TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano 3	94
Figura 19	Comparação entre TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano 4	94
Figura 20	Relação entre a TIR regulatória e o índice ΔMWh / Investimento para o Ano 1	95
Figura 21	Relação entre a TIR registrada e o Índice ΔMWh / Investimento para o Ano 2	96
Figura 22	Relação entre a TIR registrada e o Índice ΔMWh / Investimento para o Ano 3	96
Figura 23	Relação entre a TIR registrada e o Índice ΔMWh / Investimento para o Ano 4	97
Figura 24	Período tarifário para um investimento A	115
Figura 25	Receita do projeto entre revisões – projeto não considerado no Fator X	116
Figura 26	Receita do projeto entre revisões – projeto não considerado no Fator X	117
Figura 27	Receita do projeto entre revisões – projeção de mercado maior que no Fator X	118

LISTA DE TABELAS

3.1	Comparação entre Modelos de Tarifação	29
4.1	Principais Leis para implantação da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro	41
5.1	Itens componentes da Parcela A constantes no Contrato de Concessão ...	44
5.2	Itens componentes da Parcela A constantes no Aditivo ao Contrato de Concessão	45
5.3	Custo Médio Ponderado do Capital – WACC	58
5.4	Dados utilizados para o exemplo	63
5.5	Fluxo de Caixa para determinação da condição de equilíbrio – sem Fator x_e	64
5.6	Fluxo de Caixa para determinação da condição de equilíbrio – com Fator x_e	65
5.7	Comparação dos resultados encontrados sem e com a incorporação do Fator x_e	66
5.8	Fluxo de Caixa Líquido antes da Revisão Tarifária	72
5.9	Fluxo de Caixa Líquido após a Revisão Tarifária	73
6.1	Investimento do Plano de Obras da COELBA utilizados para o estudo	76
6.2	Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise tradicional – SE Entre Rios	81
6.3	Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise tradicional – SE São Felipe	82
6.4	Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise regulatória	87
6.5	Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise regulatória	88
6.6	Resultados das simulações	90
6.7	Projeção mercado para a área de influência das SE's Rio Branco e Rio das Pedras	98
6.8	Calculo do IAS para a data de necessidade do projeto SE Rio Branco e Rio das Pedras – Introdução 138 KV	98
6.9	Planilha do fluxo de caixa de caixa do projeto SE Rio Branco / SE Rio das Pedras – Introdução do 138 kv na data de necessidade = Ano 2	99
6.10	Calculo do IAS do projeto Se Rio Branco / Se Rio das Pedras – introdução do 138 KV para entrada Ano0	99
6.11	Planilha de fluxo de caixa do projeto SE Rio Branco / Rio Pedras introdução 138 KV considerando a antecipação para o Ano 0	100
6.12	Resultado das simulações do caso base	103
6.13	Investimentos utilizados para simulação	104
6.14	Comparação entre caso base e simulação com SE Entre Rios	105
6.15	Resultados Simulação SE Entre Rios	106
6.16	Impacto por item, com o adiamento de 1 ano de SE Entre Rios	107
6.17	Impacto por Item, com a antecipação de 1 ano de SE Entre Rios	108
6.18	Comparação entre caso base e simulação com SE Rio Branco	109
6.19	Resultados das simulações da SE Rio Branco	110
6.20	Impacto por item, com o adiamento de 1 ano SE Rio Branco	111
6.21	Impacto por item, com a antecipação de 1 ano SE Rio Branco	112
7.1	Resumo dos impactos no fluxo de caixa da empresa do mercado e investimentos considerados no Fator x_e	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis
CCEE	Câmara de Compensação de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CPMF	Contribuição Provisória Sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira
CRC	Conta de Compensação de Resultados
CSSL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRA	Data de Referência Anterior
DRP	Data do Reajuste em Processamento
ECC	Expectativa de crescimento percentual da carga atendida pela subestação projetada para os próximos dez anos
ELET	Saldo do déficit acumulado na Conta da CRC convertido pelo governo em Títulos Públicos
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FUS	Fator de Utilização da Subestação
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
IVI	Número índice obtido pela divisão IGP-M do mês anterior à data em processamento e o valor do mês anterior à data do reajuste anterior
kW	Unidade de medida de potência
kWh	Unidade de medida de energia
LIGHT	Light Energia S/A
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação e Remuneração
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reserva Global de Reversão
RR	Receita Requerida
RS	Receita de Suprimento
RT	Reposicionamento Tarifário
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
TCA	Estimativa percentual de crescimento anual da carga máxima atendida pela subestação
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TR	Tempo de Retorno do Investimento
VPA1	Valor da Parcela A em DRP, considerando as condições vigentes para os encargos e a energia comprada em função do mercado de referência, nos últimos 12 meses
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
X	Número definido pela ANEEL a ser subtraído do IVI. É o fator de indução à melhoria da eficiência econômica das atividades

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	1
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	1
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	2
2	VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS – VISÃO GERAL E PRÁTICA ATUAL EM DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA	4
2.1	O PAPEL DA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS..	4
2.2	AVALIAÇÃO ECONÔMICA – MÉTODO DE CUSTOS BENEFÍCIOS	5
2.3	OS BENEFÍCIOS E OS CUSTOS	7
2.4	A ANÁLISE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS	9
2.5	O PROCESSO DA ANÁLISE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS	10
2.6	CONCLUSÃO	15
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
3.1	PRINCÍPIOS DE MICROECONOMIA	17
3.1.1	Monopólio Natural	17
3.1.2	Regulação de Monopólios Naturais	18
3.1.3	Assimetria de Informações	20
3.2	SISTEMAS DE TARIFAÇÃO	21
3.2.1	Tarifação pelo Custo do Serviço	22
3.2.2	Tarifa com Base nos Custos Marginais	23
3.2.3	Tarifação Price Cap	24
3.2.4	Tarifação Revenue Cap	26
3.3	CONCLUSÃO	28
4	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB	30
4.1	ARCABOUÇO REGULATÓRIO	30
4.2	REAJUSTES TARIFÁRIOS ANTERIORES AO PROJETO RESEB	37
4.3	PROJETO RESEB	40
4.4	CONCLUSÃO	41

5	O CONTRATO DE CONCESSÃO E O FLUXO DE CAIXA DE PROJETOS DE DISTRIBUIÇÃO SOB A ÓTICA DO ATUAL MODELO REGULATÓRIO	42
5.1	CONTRATO DE CONCESSÃO	42
5.1.1	O Reajuste Tarifário	43
5.1.2	A Revisão Tarifária Periódica	50
5.1.2.1	Receita Requerida	52
5.1.2.2	Receita Verificada	59
5.1.2.3	Fator X	59
5.2	FORMAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA INCORPORANDO O MODELO REGULATÓRIO VIGENTE	69
5.2.1	Fluxos de Caixa Antes e Depois da Revisão Tarifária	71
5.3	CONCLUSÃO	74
6	ESTUDO DE CASO - COELBA	75
6.1	ANÁLISE DO RETORNO DE UM PLANO DE OBRAS – PRÁTICA ATUAL	80
6.2	VIABILIDADE DE UM PLANO DE OBRAS INCORPORANDO AS REGRAS REGULATÓRIAS	86
6.3	COMPARAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS ENCONTRADOS	90
6.4	OS INVESTIMENTOS, O FATOR X E A RECEITA DA EMPRESA	101
6.5	CONCLUSÃO	112
7	CONCLUSÕES	114
7.1	Considerações Finais	114
7.2	Sugestões para Desenvolvimentos Futuros	120
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
APÊNDICE A		
ANEXO 1		

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Após a implementação das diretrizes definidas no projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB, que alterou a forma de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica que, tradicionalmente, era calculada através do custo do serviço para a modalidade *price cap*, as empresas passaram a observar com mais atenção os movimentos tarifários existentes, tais como reajustes anuais e revisões periódicas, de forma a garantir seu equilíbrio econômico-financeiro. Esse contexto se reflete na análise do retorno econômico de empreendimentos, onde se tornou prioritário incorporar os efeitos da atuação regulatória.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

A metodologia utilizada, tradicionalmente, para a análise econômica de projetos de investimentos de distribuição, considera que a receita que remunera o projeto é formada pelo produto do mercado adicional agregado pelo projeto multiplicado pela tarifa, até quando exista um acréscimo de mercado, não sendo levadas em consideração as mudanças provocadas pela regulação.

Ao se incorporar as regras do ambiente regulatório atual, a questão a ser estudada é: qual a receita que se deve considerar para a formação do fluxo de caixa em uma análise econômica de investimentos?

Na montagem da análise da viabilidade econômica, sob a ótica do desenho regulatório, deve-se observar que a receita que remunera o investimento deve ser diferente para o período antes da revisão periódica (igual à que se adota tradicionalmente) e depois da revisão periódica, quando passa a ser $WACC + \text{Depreciação}$, aplicado sobre o acréscimo na base de remuneração provocado pelo investimento. Estas receitas, calculadas de modo diferente para cada período relacionado com a revisão tarifária, geram outras questões tais como: qual a melhor

época para se realizar o investimento e qual tipo de investimento deve entrar em operação logo após a revisão ou logo antes da próxima revisão.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho foi estruturado em nove capítulos e sua finalidade é analisar como o modelo regulatório vigente impacta na formação da receita do fluxo de caixa, para análise do retorno econômico de empreendimentos de distribuição.

O capítulo 1 é introdutório e apresenta a linha mestra da dissertação.

O capítulo 2 apresenta uma visão geral da análise de viabilidade de projetos, com enfoque para os métodos de avaliação econômica baseados em fluxo de caixa descontados (tradicionalmente utilizados), e a importância dessa prática para as empresas, além de comentar sobre a prática atual na construção do fluxo de caixa para análise do retorno de empreendimentos no setor elétrico, onde a receita adicional proporcionada pelo projeto é computada até que se esgote o benefício.

No capítulo 3 são apresentados, de forma resumida, alguns princípios teóricos econômicos e de regulação tarifária, que são importantes para fundamentar o tema discutido neste trabalho.

O capítulo 4 mostra uma retrospectiva histórica, com início em 1903, da legislação que impactou sobre o setor elétrico, e foca a relação dos investimentos com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária, ao longo do século XX, e as mudanças propostas pelo Projeto RESEB.

O capítulo 5 analisa os atuais Contratos de Concessão, onde estão definidos os movimentos tarifários para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessões de distribuição, mostrando cada parcela componente do reajuste e da revisão tarifária, de forma que fique claro como o ambiente regulatório influi no fluxo de caixa dos investimentos. Em seguida, discute a construção do fluxo de caixa sob a ótica do modelo regulatório, nos períodos antes e depois de uma revisão tarifária.

No capítulo 6 é apresentado um estudo de caso com dados extraídos de uma distribuidora de energia elétrica (COELBA), onde são comparados os resultados obtidos na análise de viabilidade de investimentos ao se construir os

fluxos de caixa: i) utilizando as premissas da prática atual e ii) ao se incorporar a regulação atual do setor elétrico. Este capítulo também analisa a influência dos investimentos considerados no cálculo do Fator X sobre a receita da empresa, através de simulações de adiamentos e antecipações das datas de entrada de obras com taxas de retorno maior e menor que o WACC.

Nos capítulos 7 e 8 são apresentadas, respectivamente, as conclusões e as referências bibliográficas consultadas.

As planilhas utilizadas para o estudo de caso encontram-se no Apêndice A e o Anexo ao Ofício Circular N°911/2006 – SFF/AN EEL encontra-se no Anexo 1.

2 VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS – VISÃO GERAL E PRÁTICA ATUAL EM DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Este capítulo mostra a importância do estudo de viabilidade como subsídio do processo decisório para o investimento, além de comentar sobre os métodos mais freqüentemente utilizados para a avaliação econômica de projetos.

São também apresentados os métodos utilizados no setor elétrico, em particular nas concessionárias de distribuição de energia elétrica, para avaliar economicamente os investimentos, sem considerar os impactos causados pelas revisões tarifárias na determinação da receita.

2.1 O PAPEL DA ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS

Conforme descrito por Woiler e Mathias (1994), o estudo de viabilidade de projetos, em qualquer área de atuação, é de vital importância no momento da decisão de se realizar o investimento. Isto ocorre não só ao se analisar e selecionar as oportunidades que sejam mais convenientes, como também para se evitar investimentos anti-econômicos e/ou mal dimensionados. As decisões tomadas na fase de viabilidade irão influir durante toda a vida útil do projeto e, dependendo de seu porte, na saúde financeira da empresa.

Woiler e Mathias (1994) complementam que, apesar dos argumentos citados acima, muitas vezes a análise de viabilidade não é realizada, embora seu custo seja o menor de todos os custos de investimento.

Segundo Squire e Tak (1979), a análise de projetos avalia os benefícios e os custos de um projeto. Se os benefícios forem superiores aos custos, o projeto será aceitável; se não, o projeto deverá ser rejeitado. Os benefícios são definidos de acordo com o seu efeito sobre os objetivos fundamentais, enquanto que os custos são definidos em relação a seu custo de oportunidade, que é o benefício de que se abre mão por não usar estes recursos no melhor investimento alternativo possível.

Para Woiler e Mathias (1994) uma análise de projetos examina, além dos aspectos econômicos que estão diretamente relacionados à análise de mercado, aspectos técnicos que envolvem considerações sobre os diversos processos de

produção, assim como aspectos jurídicos, ambientais e financeiros, de acordo com a área a que pertence o projeto.

2.2 AVALIAÇÃO ECONÔMICA – MÉTODO DE CUSTO/BENEFÍCIOS

De acordo com Melek (1992), a avaliação econômica é a metodologia que permite que os objetivos empresariais sejam atingidos ao menor custo, pois os recursos são escassos e devem ser aplicados da melhor forma possível.

Buarque (1984) comenta que o objetivo do estudo de um projeto é avaliar se o resultado (benefícios) obtido compensa o esforço (custos) para realizá-lo.

Como descrito por Squire e Tak (1979), qualquer que seja a natureza do projeto sua implantação sempre reduzirá a oferta de insumos (“consumidos” pelo projeto) e aumentará a oferta de produtos (“produzidos” pelo projeto). O exame da diferença entre as disponibilidades de insumos e produtos, com e sem o projeto, é o método básico de identificação de seus custos e benefícios. A situação que existiria sem o projeto tem que incluir os aumentos de custos ou diminuições de benefícios, a fim de refletir inteiramente a melhoria trazida pelo projeto. Assim, uma descrição precisa da situação sem o projeto e com o projeto pode requerer julgamentos difíceis, não correspondendo, normalmente, à situação “antes” e “depois”.

Os métodos tradicionalmente utilizados para análise de viabilidade econômica são a análise de custo/benefício (com a atualização monetária dos valores envolvidos), o Valor Presente Líquido – VPL e a Taxa Interna de Retorno – TIR, além do Tempo de Retorno do investimento – TR, todos baseados em Fluxo de Caixa Descontado – FCD.

Segundo Buarque (1984), os critérios de desconto mais utilizados para se avaliar o mérito de um projeto são:

- - Relação Benefício – Custo (atualizada)
- - Valor Atual Líquido ou Valor Presente Líquido – VPL
- - Taxa Interna de Retorno – TIR

Como todo investimento é uma troca entre despesas presentes e receitas futuras, ou seja, a comparação de valores monetários em tempos diferentes, é

fundamental a utilização da atualização das despesas e receitas que é realizada através da taxa de desconto (BUARQUE, 1984).

A taxa de desconto utilizada no procedimento tradicional pode ser definida, segundo Squire e Tak (1979), como o custo de oportunidade do capital, ou seja, a produtividade marginal do investimento adicional nos melhores usos alternativos. Buarque (1984) explica que, ao investir certa quantidade de dinheiro próprio em um projeto, o investidor sabe que está deixando de ganhar um rendimento que lhe é oferecido naturalmente pelo sistema financeiro. Isto quer dizer que o investimento do capital tem um custo de oportunidade que é um custo financeiro que equivale à perda que o capital investido sofre por estar vinculado ao projeto, e não poder ser investido em nenhuma outra alternativa oferecida pelo mercado.

A avaliação econômica de um projeto de investimento é realizada através da análise do resultado do fluxo de caixa que o representa. Na montagem dos fluxos de caixa, a convenção normalmente utilizada para os custos são valores negativos (investimentos ou saídas de caixa), e para os benefícios, valores positivos (receitas ou entradas de caixa).

Para a montagem do fluxo de caixa de cada projeto de investimento são estimadas as receitas e os custos em cada ano de sua vida útil, em valores correntes, e ao final, o somatório de cada ano é atualizado pela taxa de desconto adotada, que representa o custo do tempo sobre o capital investido. O resultado obtido é o VPL que, se maior que zero, implica que o projeto é viável para aquela taxa de desconto.

$$VPL = \sum_{i=1}^N \frac{Receitas - Custos}{(1+t)^i} \quad (2.1)$$

Onde:

➤ t = taxa de desconto

Outro parâmetro utilizado para a medição da rentabilidade dos projetos é a TIR, que é a taxa que zera o fluxo de caixa, ou seja, que faz o VPL = 0. A TIR serve para comparar diferentes projetos entre si e para compará-los com a

rentabilidade geral na economia, que representa o custo de oportunidade do capital. Um projeto para ser viável não deve ter uma TIR inferior ao custo de oportunidade do capital (BUARQUE, 1984).

Para subsidiar uma decisão de investimento, recomenda-se a utilização dos dois métodos – VPL e TIR, além da consideração de se adotar a alternativa de menor custo, uma vez que a restrição interna de capital define o montante máximo a ser investido (WOILER e MATHIAS, 1994).

Na comparação de projetos exclusivos deve-se ter muito cuidado ao se utilizar os métodos do VPL e da TIR, quando estes apresentam grandes diferenças entre os valores de investimento pois, às vezes, o projeto de baixo investimento pode apresentar uma alta TIR, apesar de um VPL reduzido (BUARQUE, 1984).

Um outro indicador, bem simples de ser calculado e de grande aplicação, é o Tempo de Recuperação ou Tempo de Retorno (TR), que é o prazo de tempo necessário para que os desembolsos sejam integralmente recuperados. Esse índice, entretanto, tem a desvantagem de não considerar todas as receitas que ocorrem durante a vida útil do projeto e, por este motivo, não é recomendável que seja utilizado como indicador único para a seleção de investimentos e sim, como critério complementar (WOILER e MATHIAS, 1994). O tempo de retorno é útil para se minimizar riscos, quando se lida com incertezas.

Um cuidado a ser observado quando se trabalha com fluxos de caixa descontado é a escolha da taxa de desconto, pois um projeto A pode ser mais atrativo que um projeto B, se descontado a uma taxa X, e menos atrativo se a taxa for Y.

2.3 OS BENEFÍCIOS E OS CUSTOS

Segundo Buarque (1984), a rentabilidade de um projeto é o que determina a sua viabilidade, portanto, o cálculo das receitas (benefícios) e dos custos é o ponto culminante do estudo do projeto, uma vez que a rentabilidade é uma função direta destas duas partes. A Equação 2.2 demonstra a forma de cálculo da rentabilidade, considerando-se a atualização para a mesma base dos valores monetários ocorridos em tempos diferentes.

$$r = (R - C) / I \quad (2.2)$$

Onde:

- r = rentabilidade
- R = receitas
- C = custos
- I = investimento

O cálculo das receitas depende diretamente da previsão de quanto será produzido e vendido, assim como dos preços que os produtos terão no mercado. O benefício do projeto, representado pelas receitas, é simulado pelo fluxo de recursos financeiros que o mesmo recebe em cada ano da sua vida útil, direta ou indiretamente, graças às suas operações.

Receita direta – é a receita originada da venda dos produtos. O cálculo dessa receita consiste, basicamente, em multiplicar a quantidade esperada da venda anual de cada produto, pelo seu preço correspondente (BUARQUE, 1984).

Como os valores de venda e preços futuros são baseados em projeção, deve-se levar em conta o fator associado à inexatidão dos dados utilizados. Em empreendimentos com elevado grau de risco este fator deve ser considerado, uma vez que pode colocar em risco a rentabilidade da empresa (WOILER e MATHIAS, 1984). A Equação 2.3 é utilizada para o cálculo da receita direta, observando-se que todos os elementos devem estar referidos a uma mesma base de tempo.

$$R = \sum q_i \cdot P_i \quad (2.3)$$

Onde:

- R = receitas
- q_i = quantidade vendida em cada período de tempo
- P_i = preço do produto em cada período de tempo

Receita indireta – a receita indireta que mais merece atenção, pois aparece de maneira geral em quase todos os projetos, principalmente relacionada a alguns ativos do setor elétrico, é o valor residual ou valor salvado. O valor residual é

o montante de recursos financeiros que a empresa pode obter no final da vida útil do projeto, com a venda dos equipamentos, terrenos, estoques de matérias-primas, etc. (BUARQUE, 1984).

Para a projeção das quantidades e preços dos produtos utilizados para o cálculo das receitas, em cada ano do estudo, são utilizados dados do estudo de mercado, que corresponde à primeira fase de uma análise de viabilidade de investimentos.

Quanto aos custos, de acordo com Buarque (1984), constata-se dois tipos básicos: os investimentos – que correspondem à instalação da unidade de produção –, e os custos operacionais – que são os custos para operação e manutenção da unidade de produção.

O custo dos investimentos compreende estudos e projetos, o valor do terreno, a construção, obras civis complementares, maquinarias e equipamentos, gastos de instalação e montagem, juros durante a construção e o imprevisto.

Os custos operacionais são os recursos necessários para a operação e manutenção – mão de obra e equipamentos, compra dos insumos, depreciação das instalações, entre outros, e são observados em toda a vida útil do projeto.

2.4 A ANÁLISE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

Antes do início das privatizações das concessionárias de distribuição de energia elétrica, as empresas tinham maioria, quando não totalidade, de sua participação acionária em mãos dos governos estaduais, apesar de existirem algumas distribuidoras pertencentes ao governo federal, como era o caso da LIGHT, que tinham remuneração garantida pelo custo do serviço¹. Outro fato importante que remonta ao período do monopólio estatal é que, de acordo com Silveira (1997), a expansão do setor era suprida por um reservatório "infinito" de recursos, representado pelos empréstimos com taxas subsidiadas oriundos do setor público. Este contexto não demandava formação dos engenheiros para a análise dos aspectos econômicos, criando nas empresas uma visão predominantemente técnica,

¹ Custo do serviço era a forma de tarifação adotada para o setor elétrico até a publicação das Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 e 9.427, de 26 de dezembro de 1996, onde a remuneração dos bens da concessionária era baseada no valor efetivamente pago. Esse método será visto no Capítulo 3.

do ponto de vista da análise de investimentos, conforme comentado por Lima (2004). Com a tendência atual, onde se observa a participação acionária de grandes grupos econômicos nas empresas do setor elétrico, este enfoque estritamente técnico encontra-se em processo de mudança.

Com a criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, que assumiu as funções antes exercidas pelo Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico – GCPS, foram revistos os critérios de planejamento, com a necessária adaptação das diretrizes à nova realidade do setor elétrico. O processo para a análise econômica de projetos de investimentos no setor elétrico é apresentado no manual publicado por esta instituição (BRASIL, 2001), onde é recomendada a utilização da análise de custos e benefícios para a comparação entre as alternativas já pré-selecionadas pelos critérios técnicos. Esta recomendação coincide com a metodologia aceita pelo Banco Mundial, onde o projeto escolhido é o que apresenta a maior relação benefício/custo.

No setor elétrico, a viabilidade econômica de empreendimentos utilizada em conjunto com a viabilidade técnica de alternativas, permite compatibilizar o orçamento disponível para o plano de investimentos das empresas com a opção mais eficiente para a expansão dos seus sistemas.

2.5 O PROCESSO DE ANÁLISE ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS

O processo de análise da viabilidade econômica de empreendimentos em empresas de energia elétrica visa determinar um conjunto de dados para gerar os fluxos de caixa dos custos e dos benefícios da alternativa estudada. Sua etapa inicial consiste na definição do montante dos investimentos que fazem parte do elenco de obras definido pelos critérios de desempenho técnico, nas suas respectivas datas de necessidade, os custos de operação e manutenção associados, assim como a área de influência do projeto, fator determinante para a projeção do mercado atendido pelo empreendimento. Em relação ao mercado, um dado importante a ser obtido é o percentual de distribuição das classes de consumo na região associada ao empreendimento, posto que, como as tarifas médias² são

² Tarifa média é a tarifa calculada através do quociente entre a receita proporcionada pela aplicação das tarifas publicadas em resolução ao mercado de cada classe de consumo e o mercado das respectivas classes.

diferenciadas por classe, diferentes composições de classe de consumo no mercado a ser atendido resultam em diferentes montantes de receita.

O benefício do acréscimo de receita proporcionada pelo projeto é calculado através da aplicação da tarifa média ao mercado projetado para cada classe de consumo a ser atendida pelo projeto, como demonstrado na Equação 2.4 que é uma adaptação da Equação 2.3, onde os preços do produto são as tarifas e a quantidade de produto vendido é o mercado do projeto. Para a determinação do mercado a ser considerado para o empreendimento, é importante a delimitação da área de influência do projeto para que sejam definidas a oferta e demanda de energia existentes na área e associadas ao mesmo. A receita é considerada até que a oferta do projeto, que é o acréscimo na capacidade de atendimento do sistema elétrico atual decorrente da execução do empreendimento, se esgote.

$$R = \sum M_i . T_i \quad (2.4)$$

Onde:

- R = receita
- M_i = mercado diferenciado em classes de consumo
- T_i = tarifas médias a serem aplicadas em cada classe de consumo

Além da receita adicional devida ao acréscimo de mercado, são considerados como benefícios diretos do projeto, para efeito da formação do fluxo de caixa: (i) a redução de perdas proporcionada pela melhoria do sistema, que pode ser traduzido como a energia que se deixou de comprar para atender ao mercado – para se quantificar este benefício valoriza-se a diferença resultante entre a comparação das perdas obtidas com a simulação do caso base³ e o montante de perdas calculado ao se considerar a implantação do projeto pelo custo de compra de energia da empresa e (ii) a redução da energia não suprida devido às falhas na rede, o que proporciona um acréscimo de receita em relação ao caso base. O benefício indireto mais relevante a ser considerado é o valor residual dos ativos no fim do horizonte do estudo⁴ que, no fluxo de caixa, representa o retorno dos

³ O caso base é a simulação do sistema antes da inclusão do projeto.

⁴ Considera-se que os equipamentos vão sendo repostos ao término de sua vida útil, o que resulta em um valor residual no ano horizonte do estudo.

investimentos entre a data horizonte e o final das vidas úteis dos empreendimentos (BRASIL, 2001). Se o horizonte do estudo coincidir com o final da vida útil do ativo, o valor residual será nulo.

Como custos, são considerados os investimentos, os impostos e encargos setoriais, a compra de energia para atendimento ao mercado, além das despesas com operação e manutenção, em todos os anos do período da análise, conforme relação apresentada a seguir:

- Elenco de obras – relação dos investimentos necessários para implantação da alternativa;
- Custos dos investimentos – custo de cada item pertencente ao elenco de obras, na mesma data de referência;
- Custos com operação e manutenção – percentual do investimento destinado à operação e manutenção do sistema;
- Encargos setoriais e impostos – valores que as empresas têm obrigação de pagar, tais como: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira – CPMF, Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ, Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSSL; e
- Compra de energia – energia para atendimento ao mercado agregado com a execução do projeto.

Após a determinação dos benefícios e custos da alternativa estudada, é montado um fluxo financeiro que, trazido a valor presente pela taxa de desconto⁵ adotada, define a viabilidade do projeto. As concessionárias de energia elétrica, enquanto empresas estatais, utilizavam, tradicionalmente, o VPL para comparação econômica de alternativas, uma vez que, de acordo com Lima (2004), como a taxa de retorno era regulamentada, o risco da escolha de uma taxa não apropriada era reduzido. Para resultados positivos ($VPL > 0$), considera-se que os benefícios são

⁵Taxa de desconto – ou taxa de oportunidade, que justifica a aplicação dos recursos no projeto e não no mercado financeiro.

maiores que os custos e pode-se aceitar o projeto. Para o mesmo fluxo de caixa calcula-se a TIR, cujo resultado é comparado à taxa de remuneração do capital adotada pela empresa, que corresponde à remuneração mínima admitida pelos acionistas, indicando que o projeto é viável para valores superiores à referência. Outro parâmetro analisado, juntamente com o VPL e a TIR, é o TR do investimento. Quanto menor o TR mais atrativo é o investimento.

Assim, recomenda-se a utilização, em conjunto, dos três métodos para subsidiar uma decisão de investimento, além da consideração da alternativa de menor custo, uma vez que, no atual cenário de empresas privatizadas, diferentemente do modelo estatal, as restrições financeiras estão presentes, por diversos motivos, dentre eles falta de recurso ou pela iniciativa de otimizá-lo. Outro fato relevante é que, no contexto regulatório atual, a limitação interna de capital para os investimentos está associada ao valor estabelecido nas revisões periódicas para a depreciação regulatória, componente da quota de reintegração regulatória, que é a forma de recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço ao longo da vida útil desses bens (Nota Técnica ANEEL n°052/2003).

Como ilustração do acréscimo de receita devido ao mercado adicional são apresentados, nas Figuras 1, 2 e 3, fluxos de caixa líquidos resultantes da análise de empreendimentos de distribuição com diferentes taxas de crescimento de mercado, resultando em um incremento mais lento ou mais acelerado da receita, a partir do momento da entrada em operação. Cada perfil de mercado resulta em uma curva de acréscimo de receita diferente. A Figura 1 apresenta um incremento lento de receita, onde o 1º ano contribui com um acréscimo em torno de 15% do valor final e, a partir do 8º (oitavo) ano o benefício do projeto se esgota, fazendo com que a receita proporcionada pelo mercado agregado permaneça constante. Esse tipo de perfil de receita está associado a uma taxa de retorno não muito distante da taxa de remuneração de capital, como será visto no Capítulo 6.

A Figura 2 representa um empreendimento que tem quase todo o acréscimo de receita nos primeiros anos, com um acréscimo inicial de 69% passando para 91% no segundo ano e, a partir do 3º ano tem um incremento marginal até se esgotar, em torno do 10º ano. No capítulo 6 será mostrado que perfis de receita similares aos da Figura 2 apresentam taxa de retorno bem relevantes.

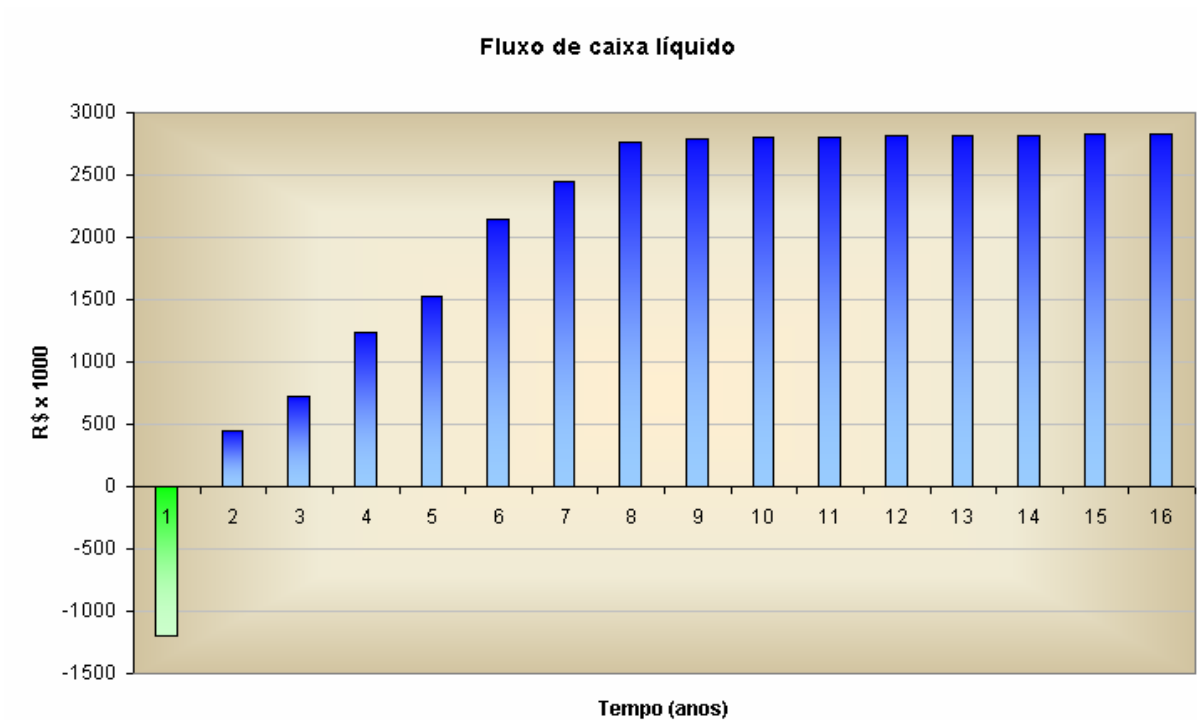


Figura 1 – Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição
 Fonte: Elaboração do autor

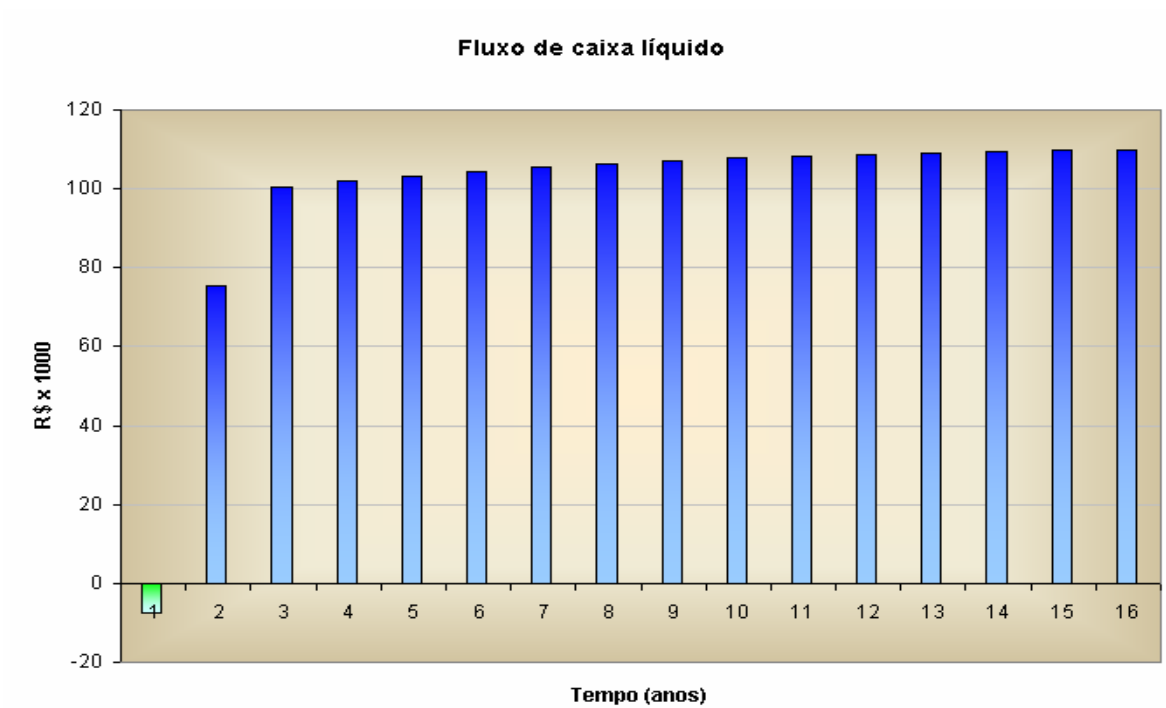


Figura 2 – Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição
 Fonte: Elaboração do autor

Já a Figura 3 apresenta um perfil intermediário entre os mostrados para os empreendimentos representados nas Figuras 1 e 2. O primeiro ano representa

cerca de 33% do valor final, crescendo para 69% no segundo ano, 78% no terceiro ano e, a partir do 5º ano, apresenta um crescimento de receita marginal.

Do exposto, conclui-se que cada empreendimento tem um perfil de mercado associado, o que resulta em uma curva de acréscimo de receita diferenciada.

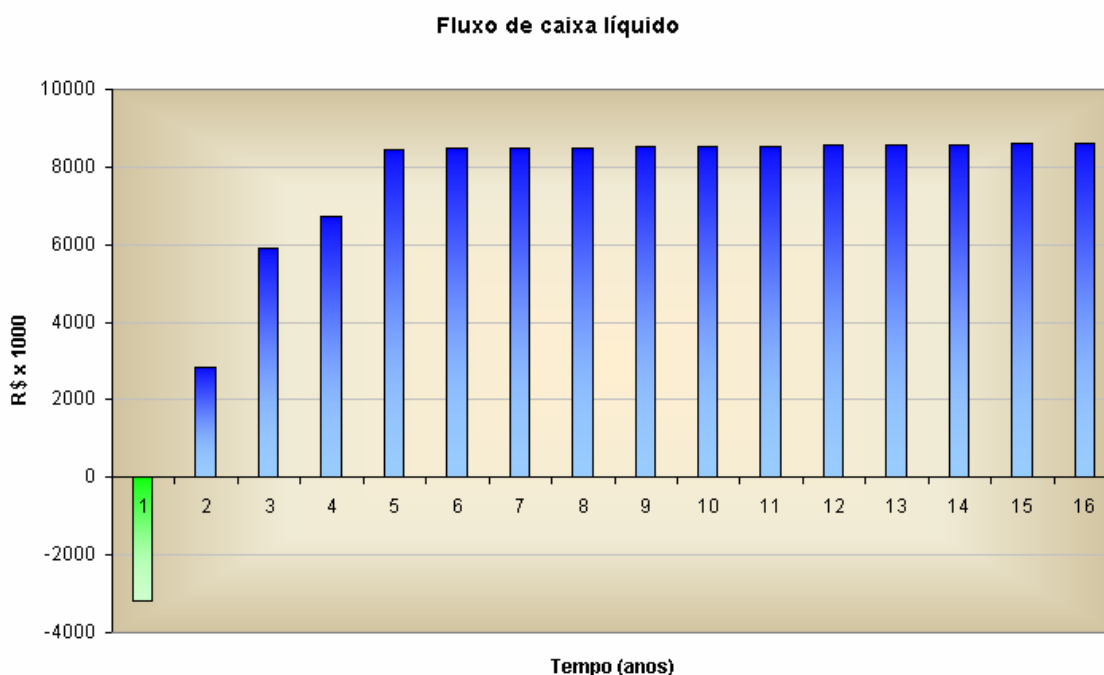


Figura 3 – Fluxo de caixa líquido de um empreendimento de distribuição

Fonte: Elaboração do autor

2.6 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram feitas considerações sobre a importância da viabilidade econômica de projetos nas decisões de investimentos e foram discutidas, simplificada, as metodologias mais utilizadas para a análise de viabilidade econômica de projetos – custo/benefício, VPL, TIR e TR, além de apresentar as receitas e os custos envolvidos na análise de custo/benefício.

Foi mostrado também, que a análise econômica de investimentos tradicionalmente utilizada pelas empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica através do método dos benefícios e custos, considera que a receita adicional obtida com o acréscimo do mercado proporcionado pelo projeto é computada como

benefício no fluxo de caixa, até que se esgote e os custos computados pelas distribuidoras são os investimentos, custos operacionais, encargos e compra de energia.

Observou-se também que, para cada empreendimento estudado, associado a um perfil de mercado particular, obtém-se uma curva de receita diferente, o que resultará em taxas de retorno econômico diferentes.

Para reforçar a base teórica, no próximo capítulo serão apresentados os conceitos econômicos necessários para o entendimento da tarifação em ambientes regulados.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os princípios econômicos que são fundamentais para o entendimento dos métodos utilizados na regulação do setor elétrico, que é um monopólio natural, e comenta sobre os principais métodos de tarifação tradicionalmente adotados.

3.1 PRINCÍPIOS DE MICROECONOMIA

3.1.1 Monopólio Natural

Pindyck (2002) conceitua monopólio natural como “uma empresa que pode arcar com toda a produção para o mercado com um custo inferior ao que existiria caso houvesse outras empresas. Se uma empresa possui monopólio natural é mais prático deixar que sirva o mercado sozinha do que deixar outras entrarem para competir.” A existência de uma segunda empresa resultaria na soma dos seus custos unitários superior ao custo da empresa monopolista.

De acordo com Stigler (1970), o surgimento de um monopólio natural se deve às economias de escala – o custo unitário cai quando a produção da firma aumenta.

Segundo Pindick e Rubinfeld (2002), em um mercado competitivo o preço é igual ao custo marginal – custo de se produzir uma unidade a mais – e o ponto de lucro máximo é obtido no cruzamento da curva do custo marginal com a da receita marginal – variação na receita ao se vender uma unidade a mais. Já em um monopólio, onde a empresa não tem concorrentes para capturar parte do seu mercado, o preço ultrapassa o custo marginal. Desse modo, “o monopolista é o mercado e controla totalmente a quantidade de produto que será colocada à venda.”. Logo, a receita média do monopolista – resultante do preço por unidade vendida – é coincidente com a demanda de mercado. A partir da Figura 4, que apresenta as curvas de receitas e preços de um monopólio natural, observa-se que, na ausência da regulamentação, a empresa tenderia a vender a quantidade Q_m (ponto resultante do cruzamento da curva do custo marginal com a receita marginal

– ponto de lucro máximo) ao preço P_m (rebatimento da quantidade Q_m na curva da receita média R_{Me}). Em um ambiente regulado, porém, a empresa deverá produzir a quantidade Q_r ($Q_r > Q_m$) vendendo por um preço P_r ($P_r < P_m$), sem obter lucro de monopólio, atendendo à demanda do mercado e não incorrendo em um preço menor que seu custo médio, o que provocaria o encerramento de suas atividades (que seria o caso se o preço praticado fosse P_c – preço competitivo – para produzir Q_c – quantidade competitiva) (PINDYCK, 2002).

Num ambiente monopolista, onde as falhas de mercado estão presentes, é fundamental a existência da regulação para coibir abusos do poder de monopólio e estimular a eficiência econômica (PIRES e PICCININI, 1998).

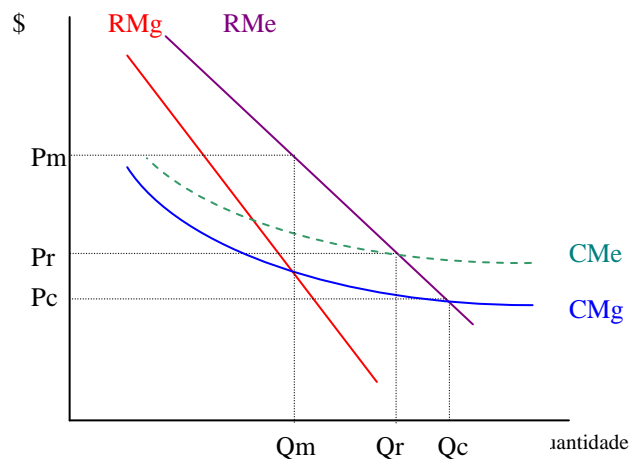


Figura 4 – Regulamentação do preço do monopólio natural

Fonte: Adaptação de Pindyck, 2002, p. 349

Onde:

RMg e RMe = receita marginal e média, respectivamente

CMg e CMe = custo marginal e médio, respectivamente

3.1.2 Regulação de Monopólios Naturais

De acordo com Villela e Maciel (1999), regulação consiste no estabelecimento de meios para exercer o controle social através de regras explicitadas em leis, decretos, contratos, decisões de órgãos reguladores, etc. Ainda na opinião dos mesmos autores, a regulação de monopólios naturais (uma única firma pode suprir o mercado a preços mínimos) representa uma proteção para os

consumidores, uma vez que o monopolista pode abusar de seu poder de mercado para cobrar preços altos e/ou baixar a produção para níveis não competitivos.

Já Pires e Piccinini (1999) comentam que, devido ao contexto criado com a privatização e reestruturação dos setores de infra-estrutura no Brasil, “a regulação deve, fundamentalmente, ter a missão de incentivar e garantir os investimentos necessários, promover o bem-estar dos consumidores e usuários e aumentar a eficiência econômica”.

Os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica representam um exemplo típico de monopólio natural, uma vez que: (i) é mais ineficiente a construção de linhas de transmissão ou distribuição paralelas, pertencentes a empresas diferentes e concorrendo no atendimento a consumidores na mesma área, do que ter apenas uma concessionária local (STIGLITZ e WALSH, 2003), e (ii) a necessidade de grande volume de investimentos específicos, o que representa uma barreira à entrada de novos concorrentes (ARAÚJO, 1997).

Para Pires e Piccinini (1998), a regulação de monopólios naturais envolve problemas complexos devido ao elevado grau de assimetria de informações pró-produtores e à necessidade de resolver tensões entre as eficiências produtiva (obtenção do maior rendimento ao menor custo), distributiva (minimizar a apropriação de excedentes econômicos por parte do produtor) e alocativa (maior volume de transações, gerando a maior renda agregada).

A eficiência alocativa pode ser considerada a eficiência econômica, que é alcançada quando o preço é igual ao custo marginal, e que está associada às análises do bem estar⁶. Segundo Fiani (1998), “pode-se afirmar que a análise do bem estar busca definir sob que condições a busca do auto-interesse na atividade econômica conduz ao bem comum e sob que condições ela não o faz.”. Comenta também que foi estabelecido como marco inicial da análise do bem estar a publicação do *The Economics of Welfare*, de A. C. Pigou, que foi seguida de outros desenvolvimentos teóricos sobre a análise da regulação econômica. A tarefa do regulador seria então discriminar custos e arbitrar uma taxa de retorno adequada à sobrevivência da firma monopolista, minimizando suas possibilidades de extração de renda econômica.

⁶ Conceito associado aos excedentes do consumidor e do produtor. Quem ganha, quem perde, e quanto se ganha/perde, na adoção de determinada política. (PINDICK e RUBINFELD, 2002)

Segundo Pinho e Vasconcelos (1998), como nos mercados reais não se obtêm as condições de concorrência perfeita, que é uma concepção teórica ideal – os mercados concorrenciais existentes são aproximações desse modelo, sempre existindo um grau de imperfeição que distorce seu funcionamento – os agentes reguladores tendem a simular um ambiente competitivo através de controles de preços e tarifas, principalmente ao tratarem com monopólios naturais, com o objetivo de evitar situações de abuso por parte das empresas prestadoras de serviço. Como exemplo destes controles pode-se citar quatro modelos de tarifação que são aplicados ao setor elétrico e que serão vistos adiante: custo do serviço, custos marginais, *revenue cap* e *price cap*.

Um dos maiores problemas a ser enfrentado pelo regulador setorial no processo de monitoramento das concessionárias, diz respeito à assimetria de informações entre este e a empresa regulada, detentora das informações, que pode levar ao problema da captura regulatória. Na ocorrência da captura do regulador, as decisões de regulação estariam subordinadas aos interesses da firma regulada, em detrimento do consumidor. Para tentar evitar esses problemas, o regulador deve dispor de métodos de obtenção de informações para aferir os dados fornecidos pela empresa, o que torna este processo oneroso para todos os atores da transação (PINTO JR. e PIRES, 2000).

3.1.3 Assimetria de informações

Em estudos econômicos relacionados ao mercado, a conceituação de assimetria de informações representa uma das falhas mais importantes. De acordo com Pindyck (2002), a assimetria de informações é a “situação na qual o comprador e o vendedor possuem diferentes informações sobre uma transação.” Essa condição induz a uma ineficiência econômica no comportamento do mercado.

As agências reguladoras para conseguirem que a prestação de serviços das empresas reguladas se dê de forma eficiente, dependem das próprias empresas que detêm um maior conhecimento sobre suas atividades. Estabelece-se, portanto, uma relação Principal (agência reguladora) e Agente (empresas, firmas)⁷ entre a empresa regulada e o órgão regulador, onde a empresa, como Agente, pode praticar

⁷ De acordo com Pinho e Vasconcelos (1998), é uma transação entre dois atores econômicos, onde a alimentação das informações ao Principal depende da ação do Agente.

ações que afetem o bem estar da relação (tais como forjar resultados e desempenho) e que, dificilmente, serão percebidas pelo Principal. Assim, torna-se necessária a prática da realização de auditorias periódicas para atenuar a assimetria (ARAÚJO, 1997) e coibir comportamentos oportunistas por parte do Agente.

3.2 SISTEMAS DE TARIFICAÇÃO

Segundo Bitu e Born (1993), a tarifa deve, ao mesmo tempo, satisfazer as necessidades financeiras das concessionárias e atender aos objetivos de alocação eficiente de recursos, igualdade e justiça social.

No setor elétrico foram desenvolvidos quatro modelos básicos de tarifação: tarifação pelo custo do serviço, tarifação com base nos custos marginais, *revenue cap* e o *price cap*. No Brasil e na maioria dos países, até pouco tempo, o modelo adotado era o custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno, que visava a eficiência distributiva através da equivalência entre os custos e as receitas, para se evitar que o produtor auferisse lucros de monopólio. Na prática, este método não trouxe incentivos para minimizar custos, além de gerar ineficiência produtiva devida à remuneração garantida e prejudicar os consumidores com repasses dos custos de investimentos desnecessários (PIRES e PICCININI, 1998).

Em 1995, o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB – propôs a criação de um órgão regulador – a ANEEL – com a recomendação da adoção do sistema de regulação por incentivos, *price cap*, para o regime tarifário das concessionárias de distribuição do Brasil, objetivando estimular a eficiência na prestação do serviço e modicidade tarifária. Essa recomendação foi materializada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que propôs o serviço pelo preço para o serviço público de energia elétrica através da fixação de tarifas máximas pelo órgão regulador.

A seguir serão apresentados resumos dos modelos de tarifação mais comumente utilizados.

3.2.1 Tarifação pelo custo do serviço

De acordo com Pires e Piccinini (1998) a tarifação pelo custo do serviço é o regime tradicionalmente adotado para a regulação tarifária de setores caracterizados como monopólios naturais. Segundo os autores, essa prática generalizou-se a partir da experiência norte-americana com a regulação de monopólios privados de serviços públicos. Essa regra tarifária que, segundo Araújo (1997), é também conhecida como custo contábil, custo histórico ou taxa de retorno fixa foi o regime adotado pela legislação brasileira como modelo de remuneração das empresas de prestação de serviços de energia elétrica, até a implantação do *price cap*. A base desta tarifação é a fixação de uma taxa de remuneração do capital investido (relacionado aos investimentos em ativos de produção) atrativa ao investidor, onde as tarifas são calculadas para satisfazer a esta taxa.

A Equação 3.1 apresenta uma fórmula que resume a consideração da tarifação pelo custo do serviço (ARAÚJO,1997).

$$R - D - I = t \times B \quad (3.1)$$

Onde:

- R = receitas;
- D = despesas;
- I = impostos;
- t = taxa de retorno definida por lei; e
- B = base de capital que são os investimentos do Ativo Imobilizado em Serviço (ainda não depreciados) que, até 1958, quando foi instituída a correção monetária do balanço das empresas, eram computados a custo histórico.

Segundo Breyer *apud* Pires e Piccinini (1998), a adoção do critério do custo histórico em diversos países trouxe sérias conseqüências para as empresas, em períodos inflacionários, pelo fato de provocar a desvalorização dos ativos, impactando na remuneração.

O grande problema associado a esta forma de tarifação reside na ineficiência produtiva⁸, pois a empresa tenderá a investir desnecessariamente para justificar uma necessidade de maior nível tarifário, o que termina por onerar os consumidores, uma vez que não é exigida a comprovação da necessidade do investimento (o investimento não precisa ser “prudente”). Esta reação, resultante do incentivo ao sobreinvestimento e à má alocação de recursos é conhecida na literatura como efeito *Averch-Johnson*. (NT ANP 008/1999).

3.2.2 Tarifa com base nos custos marginais

A tarifação ao custo marginal teve sua origem na *Electricité de France* – EDF (ARAÚJO,1997) e, desde 1977 no Brasil, grupos de trabalho, com participação das principais empresas concessionárias, coordenados pelo extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE e a Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS, com consultoria da EDF, realizaram estudos para implantação deste modelo no sistema elétrico brasileiro.

Essa modalidade procura transferir a cada consumidor-tipo, os custos incrementais incorridos no seu atendimento, como definido no Decreto N°86.463, de 13 de outubro de 1981, que altera o Código de Águas (Decreto 41.019).

Art. 14 – O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.

A definição de uma estrutura tarifária a custos marginais, segundo Pires e Piccinini (1998), deve levar em conta três requisitos básicos:

- definição da potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo;
- energia total consumida em kWh; e
- desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

A partir desses dados, modela-se as curvas de carga típicas de cada consumidor-tipo e do sistema, para se realizar a caracterização da carga da

⁸ Segundo Pires e Piccinini (1998), o conceito de eficiência econômica produtiva é obter o máximo rendimento ao menor custo. A ineficiência produtiva procura o máximo rendimento sem preocupação com o custo.

empresa e prever o comportamento da demanda, de acordo com as categorias de consumidores (PIRES e PICCININI, 1998).

Na opinião dos mesmos autores, existem dificuldades relacionadas a utilização desta metodologia:

A grande dificuldade de aplicação do princípio do custo marginal na tarifação dos setores de infra-estrutura deve-se ao fato de que esses serviços envolvem vultosos investimentos em capital fixo e, em geral, apresentam economias crescentes de escala (custos marginais decrescentes). Isto significa que a tarifação pura e simples pelos custos marginais geraria o risco de não se remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor.

(...)

Apesar de todos os esforços teóricos, o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais; penalização dos peak-users pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de expertise para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes.

Segundo Bitu e Born (1993), a utilização da tarifa com base nos custos marginais ou tarifa integrada, que é obtida a partir da estrutura fornecida pelos custos marginais a partir do comportamento da carga incorporando o aspecto financeiro da prestação do serviço, é a solução que melhor se ajusta aos requisitos exigidos para o setor elétrico, uma vez que contempla os objetivos de eficiência econômica, considerando o equilíbrio financeiro da empresa, além de aspectos de ordem política e social (subsídios para consumidores de baixa renda). Deste modo, não são feridos os objetivos do Artigo 3º da Constituição Federal – CF, onde se preconiza a redução das desigualdades sociais e regionais que poderiam ser intensificadas com a política de “a cada qual o seu custo”, através da aplicação da tarifação a custo marginal pura, indo de encontro à finalidade do serviço público que, segundo Mello (2001) “em um país como o Brasil, no qual a esmagadora maioria do povo vive em estado de pobreza ou miserabilidade, é óbvio que o serviço público, para cumprir sua função jurídica natural, terá de ser remunerado por valores baixos, muitas vezes subsidiado.”

3.2.3 Tarifação *Price Cap*

Fiani (1998), assim como Pires e Piccinini (1998), creditam à Inglaterra uma das inovações em regulação econômica dos anos oitenta de mais rápida

difusão – preço-teto (*price cap*), batizado na sua versão inglesa como RPI-X (*Retail Price Index Minus X*). O documento que teria agido como "catalisador" da proposta RPI-X na Inglaterra teria sido o *Littlechild Report*, em 1983, sobre a British Telecom onde o método foi aplicado em 1984, acabando por se expandir para outros setores na Inglaterra

“O *price cap* era visto como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.” (PIRES e PICCININI, 1998).

Fiani (1998) relata que o *Littlechild Report* apontava as vantagens do RPI-X em relação aos métodos empregados até então na regulação de monopólios:

- 1 - É um método que atinge exclusivamente os serviços em que a firma regulada atua como monopolista. Assim, supondo uma firma multiproduto, que atue também em mercados concorrenciais, o RPI-X incidiria apenas naqueles mercados em que a firma efetivamente atua como monopolista.
- 2 - Como toda redução de custos é apropriada pela firma, espera-se que o RPI-X estimule a eficiência produtiva e promova a inovação.
- 3 - O custo da atividade regulatória seria baixo, uma vez que se resumiria ao cálculo de índices de preços, sem envolver o levantamento de dados contábeis a respeito da firma regulada (quase sempre sujeitos a problemas de alocação de custos fixos e avaliação de valor de ativos) ou o incerto exercício de prever movimentos futuros de custos ou demanda.
- 4 - Dada a simplificação do processo regulatório, este se encontra menos sujeito ao risco de ser instrumentalizado pela firma regulada, ou seja, está menos sujeito ao que se conhece como "risco de captura".

Ainda segundo Fiani (1998), o RPI-X, como todo sistema de preço-teto, apresenta problemas, sendo o mais sério deles referente aos investimentos, que sofrem estímulos para o subinvestimento afetando não apenas o crescimento da oferta da firma regulada, como também a qualidade dos serviços prestados. Isto exige do agente regulador um esforço adicional para controlar os planos de investimento e a qualidade dos serviços prestados pela firma regulada, aumentando o custo regulatório.

Pires e Piccinini (1998) consideram que, apesar dos custos e a complexidade regulatória permanecerem elevados, o método *price-cap* demonstra ser superior ao do custo do serviço por permitir uma melhor previsão do futuro (*forward-looking information*).

No Brasil, o atual modelo do setor elétrico baseado nas premissas formuladas pelo Projeto RESEB, estabelece o regime de preços máximos ou *price cap* como regime tarifário, como expresso nos Artigos 14 e 15, da Lei nº 9.427/96, que complementou a nº 8.987/95, cuja finalidade é a eficiência na prestação do serviço e modicidade tarifária.

(...)

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - no contrato que prorogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

III - no contrato de concessão celebrado em decorrência de desestatização, nos casos indicados no Art. 27 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

(...)

Nos Contratos de Concessão assinados pelas empresas a partir da privatização, está definido que as tarifas vigentes no momento da assinatura asseguram às concessionárias o equilíbrio econômico-financeiro e, de acordo com o previsto na Lei nº 8.987/95, prevêem mecanismos de manutenção desse equilíbrio, através de reajustes anuais e revisões periódicas, onde será estabelecido um novo nível tarifário.

Esse regime tarifário será abordado com mais detalhes no capítulo 6.

3.2.4 Tarifação *Revenue Cap*

Segundo Pires e Piccinini (1998) esse critério é uma variante do *price cap*, onde o controle se dá na receita permitida estabelecida pelo regulador para cada empresa, incidindo sobre ela um fator de eficiência e, na época, não era adotado em setor elétrico de outros países.

É um método cuja vantagem das empresas terem a liberdade de alterarem a estrutura tarifária para se adaptarem a mudanças nos padrões de consumo, pode se tornar desvantagem, uma vez que ao fazer uso dessa possibilidade de diferenciação tarifária entre as diferentes classes permite que possam praticar subsídios cruzados, prejudicando alguns consumidores. Pode-se

apontar também como desvantagem, na opinião dos mesmos autores, o aumento dos custos regulatórios pela necessidade de maior controle sobre diversos parâmetros da empresa.

Um parâmetro importante a ser considerado para cada método, segundo Pires e Piccinini (1998), é o *lag* regulatório – intervalo entre as revisões tarifárias.

Em relação à regulação pela taxa de retorno, quanto mais curto for o intervalo, menor será o risco que o concessionário estará exposto na forma de variação de preços incentivando o concessionário a informar os custos realmente incorridos. Já um intervalo regulatório longo, implicando em demora para ressarcimento de custos através do reajuste de tarifas, fará com que o monopolista tenda a inflacionar os custos declarados, ou evitar mais investimentos de capital cujos custos viessem a demorar para serem incorporados à base tarifária. Há, portanto, um importante equilíbrio embutido no período de revisão tarifária. Esse intervalo regulatório também deve levar em conta a estabilidade dos preços. “Em tempos de preços estáveis, é possível operar com defasagens temporais mais longas do que em períodos de instabilidade de preço (inflação do custo de fatores). Neste último caso, um período de revisão excessivamente longo pode comprometer o equilíbrio financeiro da concessionária.” (GHIRARDI, 2000).

De acordo com Pires e Piccinini (1998), para o regime de tarifação com base no custo marginal, quanto maior a aversão ao risco da empresa, ela tenderá a repassar para os preços um *mark-up*⁹ sobre os custos marginais objetivando minimizar os custos irreversíveis (*sunk-costs*) incorridos no intervalo regulatório.

Na opinião dos mesmos autores, um *lag* regulatório muito curto associado à utilização do método *price-cap* pode aumentar o risco regulatório da empresa por reduzir a oportunidade da apropriação de lucros extraordinários. Já um intervalo muito extenso pode gerar dificuldades para o regulador fiscalizar as empresas e observar mudanças que possam gerar lucros ou prejuízos excessivos.

⁹ *Mark-up* – percentual acima do custo marginal componente do preço de um produto, relacionado à elasticidade da demanda deste produto (PINDICK, 2002).

3.3 CONCLUSÃO

A abordagem dos princípios de microeconomia relacionados à regulação de monopólios deixou claro que a atuação regulatória nas empresas distribuidoras de energia elétrica, que representam um exemplo típico de monopólio natural, é fundamental para que sejam coibidas práticas de preços abusivos que venham a prejudicar os consumidores.

Foram também apresentados os sistemas de tarifação utilizados tradicionalmente para o setor elétrico culminando com o *price cap*, que é o modelo vigente e que foi adotado a partir da implantação do projeto RESEB.

A Tabela 3.1, a seguir, apresenta um resumo das vantagens e desvantagens de cada um dos modelos de tarifação abordados.

O próximo capítulo faz uma retrospectiva histórica da legislação, sob a ótica regulatória, mostrando a trajetória dos regimes tarifários desde 1903 até a implantação do modelo vigente para o setor elétrico.

Tabela 3.1 – Comparação entre Modelos de Tarifação

	Rate of Return	Modelos de Incentivo	
		Price Cap	Revenue Cap
Definição	Tem como meta taxa de lucro específica repassando custos. Apenas investimentos “prudentes” e “eficientes” são admitidos na base de ativos. Os retornos sobre a base de ativos são garantidos. Retornos não são gerados gastando-se menos.	Esses enfoques focalizam em como recuperar receita assumindo os riscos associados aos movimentos de custos e demanda. Os lucros da companhia dependem de como os custos são gerenciados. Em teoria, o retorno total pode subir se menos capital for empregado.	
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Dá certeza aos investimentos. - Assegura a viabilidade do projeto. 	<ul style="list-style-type: none"> - Promove eficiência dos custos. - Permite às receitas crescerem com o aumento do consumo (entretanto, este método é benéfico apenas se o consumo cresce). 	<ul style="list-style-type: none"> - Fornece incentivos para restringir custos. - Dá incentivos para gerenciar a demanda. - Dá flexibilidade aos preços. - Esta metodologia é benéfica se a firma tem demanda estável, levando a fluxos de receita sustentáveis.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> - Efeito A-J. - Necessário assegurar que não haja incentivos para iludir o regulador e maximizar os custos para a obtenção de maiores retornos (gold plating). 	<ul style="list-style-type: none"> - Pode criar incentivos inadequados para aumentar as receitas ao invés de gerenciar a demanda através de ajustes de preços. - Se a previsão sobreestimar o crescimento da demanda nas revisões tarifárias, o retorno total será reduzido e poderá não cobrir os custos de suprimento. 	<ul style="list-style-type: none"> - Não há mecanismos para ajustar os custos de um aumento de demanda. - Resultados perversos se a demanda cresce e preços caem. Neste caso, os gastos aumentam e a receita permanece a mesma, dificultando a obtenção de retornos razoáveis sobre o investimento. - Sujeito a riscos de previsão. Custos podem não ser suportados pelas receitas.

Fonte: FGV/ABDIB – Audiência Pública nº 007 ANEEL - Julho/2006. Acessível em www.aneel.gov.br

4 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - SEB

Este capítulo faz uma retrospectiva da legislação brasileira, desde o início do século XX até a implantação das diretrizes estabelecidas no projeto RESEB, no que se refere aos atos que interferem na tarifação da energia elétrica.

4.1 ARCABOUÇO REGULATÓRIO

O Artigo 23, da Lei nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, determinava que o Governo promoveria o aproveitamento dos recursos hídricos para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais, por via administrativa ou através de concessões livres de quaisquer ônus, representando um marco histórico na evolução dos serviços de eletricidade no território nacional, uma vez que apresenta o primeiro texto da lei brasileira que trata sobre energia elétrica.

Em 1904, o Decreto nº 5.407, de 27 de dezembro, regulamentou o Artigo 23, da Lei nº 1.145, e inseriu alguns princípios que até hoje são utilizados na indústria da eletricidade, o que fundamenta a sua importância. Dentre os temas abordados pelo Decreto destaca-se o estabelecimento do regime tarifário com revisões periódicas de cinco em cinco anos; limitação do lucro em 12% ao ano com redução tarifária para índices superiores a este teto; prazo máximo de 90 anos para a concessão, mediante contrato; reversão para a União dos bens utilizados na concessão, sem indenização; possibilidade de resgate da concessão pelo Governo, após 20 anos, mediante indenização.

Em 1907, o jurista Alfredo Valladão concluiu o Projeto do Código de Águas, encomendado pelo Governo, que foi remetido à Câmara dos Deputados e posteriormente ao Senado, tendo ido à votação por três vezes e onde foi visto pela última vez em 1923 (GANIM, 2003).

Segundo Pontes *apud* Oliveira (2003) a evolução da indústria de energia elétrica no Brasil tem relação direta com a estrutura econômica, principalmente a partir de 1930, quando Getúlio Vargas optou por uma grande intervenção estatal na economia, criando empresas públicas para ocupar o espaço econômico da iniciativa privada. Nesta linha, em 10 de julho de 1934, sob a égide da Constituição de 1934, o

Governo converteu o Código de Águas no Decreto nº 24.643, com perfil notadamente nacionalista, que promovia alterações na exploração dos recursos hidráulicos, atribuindo à União a propriedade das fontes de energia e restringindo a concessão a brasileiros ou empresas organizadas no Brasil. Introduziu o princípio do custo histórico na definição do investimento remunerável, o serviço pelo custo para o cálculo das tarifas e revisão de tarifas a cada três anos, além de conceder ao poder público o direito de fiscalizar técnica, financeira e contabilmente as empresas, bem como cobrar destas o livre acesso à fiscalização exercida pelo Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura – este foi o primeiro órgão regulador do setor elétrico brasileiro – para que fosse assegurado um serviço adequado, tarifas razoáveis e garantida a estabilidade financeira das empresas. Estabelecia, também, o prazo da concessão em 30 anos, podendo chegar a 50 anos caso fossem comprovados investimentos vultuosos, e a reversão dos equipamentos e benfeitorias para a União, Estados ou Municípios, ao final do prazo da concessão.

Segundo Paixão *apud* Moritz (2001), uma vez que a remuneração incidia sobre o custo histórico dos ativos, corroído pelos processos inflacionários crescentes, as concessionárias passaram a experimentar uma fase de descapitalização, que afetava sua capacidade de expansão e melhoria do sistema.

A Constituição de 1937 recepcionou o Decreto nº 24.643 com força de Lei Federal, e o Decreto nº 852, de 11 de novembro de 1938, manteve o Código de Águas.

Em 1939, através do Decreto nº 1.285, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE, precursor do DNAEE, com a responsabilidade de promover uma maior fiscalização às concessionárias, assegurar tarifas módicas, serviço adequado e saúde financeira das empresas, além da função de regulamentar do Código de Águas. Paixão *apud* Moritz (2001) comenta que com o fim da era Vargas (1945), foi incorporada à constituição de 1946 a tese da “justa remuneração do capital” em oposição à que previa a “nacionalização do setor com investimentos públicos e tarifas baseadas no custo histórico”.

Em 1950, com o retorno de Getúlio Vargas, o movimento nacionalista voltou a crescer e, em 26 de fevereiro de 1957, foi promulgado pelo CNAEE o Decreto nº 41.019, que regulamentava o serviço de energia elétrica no Brasil.

O Decreto nº 41.019, com 191 artigos, estabelecia que a quota global anual de reversão seria uma percentagem ou taxa anual sobre o montante de bens reversíveis e, até o cálculo de uma taxa para cada empresa, assumir-se-ia 3% para todas, permanecia com a garantia da remuneração mínima para os investimentos nos sistemas de energia elétrica, além de criar a Conta de Compensação de Resultados – CRC, uma conta contábil para registrar as diferenças (positivas ou negativas) entre a remuneração efetiva do concessionário e a garantida por lei, se constituindo em um crédito das concessionárias contra a União.

Em complementação à revisão trienal estabelecida pelo Código de Águas, o Decreto 41.019 previa reajustes tarifários em período inferior a três anos, caso existissem fatos que os justificassem, com a finalidade de manter a paridade entre receita e custo do serviço, e detalhava o processo da revisão das tarifas. A concessionária deveria apresentar, no momento da revisão, o demonstrativo do custo dos serviços, o volume de vendas de energia e a receita nos três últimos exercícios, bem como a previsão desses itens para o próximo período tarifário. A partir desses valores seria calculada a tarifa que iria cobrir as despesas, impostos e a remuneração garantida dos investimentos relacionados com a atividade da indústria, com base no custo histórico, com taxa fixada pela Lei nº 3.128, de 19/03/1941, em 10% ao ano.

De acordo com Lima (2004), devido ao processo inflacionário, a remuneração dos investimentos com base em custos históricos começou a se mostrar inadequada, pois não corrigia as distorções financeiras, resultando em falta de incentivo para novos investimentos no setor elétrico. O impasse gerado pelo fato de se ter de um lado o Governo sem disponibilidade de capital para investimento e do outro a crescente demanda por energia elétrica, colocou o Brasil, no início da década de 50, na perspectiva de uma crise energética. Para confirmar essa tendência, entre 1943 e 1953, houve um incremento de produção econômica de 2,56% contra um aumento de capacidade instalada de 1,95% ao ano.

Ainda segundo Lima (2004), uma das conseqüências do déficit na produção de energia foi o início da participação do Governo em empresas e criação de empresas públicas. Para capitalização de recursos, foi criado, na década de 50, ainda no governo constitucional de Getúlio Vargas, o Fundo Federal de Eletrificação

com recursos oriundos da cobrança do Imposto Único sobre Energia Elétrica – IUEE, além do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE.

Um fato importante para a capitalização do setor foi o reconhecimento nas tarifas da correção monetária do balanço das empresas, através da remuneração incidente sobre os ativos (MORITZ, 2001). A correção era realizada mediante a aplicação dos coeficientes determinados pelo Conselho Nacional de Economia, a cada dois anos, estabelecidos pela Lei nº 3.470, de 28 de novembro de 1958, e regulamentada pelo Decreto nº 54.936, de 04 de novembro de 1964.

A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, que dispunha sobre a remuneração do investimento dos concessionários do serviço público de energia elétrica, estabelecia que a taxa de remuneração garantida a ser computada no custo do serviço deveria variar entre 10 e 12%, e que a diferença entre esse percentual e a efetivamente ocorrida deveria ser apropriada na CRC; assim como criava a conta Reserva Global de Reversão – RGR para provisionar recursos em caso de encampação ou reversão dos sistemas elétricos (definido em 3% do investimento remunerável, mantendo o estabelecido no Decreto 41.019).

Em 26 de dezembro de 1974, com a edição do Decreto-Lei nº 1.383, o Artigo 4º, da Lei nº 5.655, ganhou uma nova redação através da alteração da cota destinada à RGR, passando para 5% do investimento remunerável, além de instituir o rateio na proporção de 60% para a RGR e 40% para a conta de Reserva Global de Garantia - RGG, destinada a assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias com custos maiores, objetivando diminuir desigualdades regionais e promover uma progressiva equalização tarifária em todo o território nacional.

Em 17 de maio de 1988, o Decreto nº 2.432 criou a Reserva Nacional de Compensação e Remuneração – RENCOR, que socializava os ganhos das concessionárias com remuneração acima da garantida, prevendo o repasse do excedente às empresas que obtivessem desempenho abaixo do patamar, contando com recursos provenientes da CRC.

A aplicação dos mecanismos CRC, RGG e, posteriormente, RENCOR, que induziram as empresas à ineficiência, aliado ao fato de que o Governo não estabelecia tarifas suficientes para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias em um cenário de financiamentos caros devido às crises

internacionais, levaram o setor a uma inadimplência generalizada¹⁰ e a um endividamento que chegou a mais de 20 bilhões de dólares.

De acordo com Ganim (2003), em 1993, a edição da Lei nº 8.631, de 4 de março, representou um importante marco para o setor com o fim do regime de remuneração garantida, através da extinção da CRC e RENCOR não eximindo, porém, os inadimplentes da obrigação de quitar os débitos. O saldo do déficit acumulado na conta da CRC foi convertido pelo Governo em títulos públicos denominados ELET's e posteriormente utilizados no processo de privatização das empresas do setor elétrico e quitação de dívidas setoriais, desde que assinassem contratos de suprimento de energia com suas supridoras.

Essa Lei estabelece a necessidade de uma remuneração justa, apesar de manter a tarifa pelo custo do serviço¹¹, que deveria ser proposta pelo concessionário ao Poder Concedente, como também define que os reajustes periódicos deveriam utilizar fórmulas paramétricas e respectivos índices promovendo, assim, a desqualificação tarifária.

Art. 1º (...)
(...)

§ 2º Os níveis das tarifas a que se refere o caput deste artigo corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

§ 3º No custo do serviço mencionado no parágrafo anterior, além dos custos específicos dos concessionários públicos e privados, serão obrigatoriamente incluídos os valores relativos aos preços da energia elétrica comprada aos concessionários supridores, inclusive o transporte da energia gerada pela Itaipu Binacional, os relativos às quotas anuais da Reserva Global de Reversão (RGR) ao rateio do custo de combustíveis e às compensações financeiras pela utilização de recursos hídricos devidos por usinas próprias.

(...)

Art. 4º Os concessionários reajustarão periodicamente os valores das tarifas mediante a utilização de fórmulas paramétricas e respectivos índices, conforme o que dispuser o regulamento desta Lei.

(...)

Art. 7º O regime de remuneração garantida e, em conseqüência, a Conta de Resultados a Compensar (CRC) e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (Rencor), ficarão extintos na data da publicação do decreto regulamentador desta lei.

§ 1º A extinção da CRC e da Rencor não exime os concessionários inadimplentes de quitar os respectivos débitos

§ 2º Até 30 de junho de 1993, os concessionários que já tiverem firmado o contrato de suprimento, a que se refere o art. 3º desta lei, poderão transferir para outros concessionários e para Itaipu Binacional parcelas dos seus saldos credores nas CRC,

¹⁰ As empresas com tarifas contidas passaram a não mais depositar para o fundo RGG e não pagar a energia comprada às empresas federais. (PIRES, 2000)

¹¹ No custo do serviço deveriam ser incluídos, além dos custos específicos, os valores relativos às compras de energia aos supridores para atendimento ao mercado, as cotas de RGR, que fica definida como 3% do AIS, as cotas de CCC, estendendo a parcela do sistema isolado para todas as concessionárias de distribuição.

acumulados até a data da publicação do decreto de regulamentação desta lei, excluídos os efeitos da correção monetária especial a que se refere o art. 2º da Lei nº 8.200, de 28 de junho de 1991.

(...)

No ano de 1995, a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro, dispõe sobre o regime de concessões e estabelece que a empresa vencedora da licitação será a que apresentar a menor tarifa para o serviço público ou a maior oferta ao Poder Concedente pela outorga da concessão. Segundo Sauer (2001), no setor elétrico adotou-se “a proposta de maior pagamento pela concessão, absorvendo-se a estrutura tarifária vigente, que era considerada adequada”. A Lei das Concessões, como ficou conhecida, determina a celebração de Contratos de Concessão, que devem conter, como uma das cláusulas essenciais, o preço do serviço e os critérios e procedimentos para reajuste e revisão das tarifas, com a finalidade de preservar seu equilíbrio econômico-financeiro. Essa Lei viabilizou o início das privatizações no setor elétrico, que se deu com a Escelsa, em 1995, e Light, em 1996, antecedendo, inclusive, a legislação que deu origem ao novo modelo, o que gerou algumas imprecisões em seus Contratos de Concessão (PIRES, 2000).

Art. 1º As concessões de serviços públicos e de obras públicas e as permissões de serviços públicos reger-se-ão pelos termos do art. 175 da Constituição Federal por esta lei, pelas normas legais pertinentes e pelas cláusulas dos indispensáveis contratos.

(...)

Art. 9º A tarifa do serviço público concedido será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta lei, no edital e no contrato.

§ 1º A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior.

§ 2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

§ 3º Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.

§ 4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

Art. 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

(...)

Art. 14. Toda concessão de serviço público, precedida ou não da execução de obra pública, será objeto de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

Art. 15. No julgamento da licitação será considerado um dos seguintes critérios:

I - o menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado;

II - a maior oferta, nos casos de pagamento ao poder concedente pela outorga de concessão;

III - a combinação dos critérios referidos nos incisos I e II deste artigo.

(...)

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, complementa a Lei nº 8.987 e estabelece o prazo máximo para as concessões de transmissão e distribuição de energia elétrica em 30 anos, prazo necessário à amortização dos investimentos, contados a partir do imprescindível Contrato de Concessão, podendo ser prorrogado, no máximo, por igual período.

Em 26 de dezembro de 1996 é publicada a Lei nº 9.427, responsável pela instituição de uma autarquia federal como órgão regulador – ANEEL, concluindo assim o projeto do Código de Águas. Esta Lei, marco do novo modelo regulatório proposto pela consultoria *Coopers & Lybrand*, apresenta a definição do serviço pelo preço para o setor elétrico, em complemento à Lei nº 8.987/1995.

(...)

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

II - no contrato que prorogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

III - no contrato de concessão celebrado em decorrência de desestatização, nos casos indicados no art. 27 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995;

IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

(...)

Dentre outras coisas, a Lei estabelece: (i) a criação da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), responsável pela receita da autarquia, definida para as concessionárias de distribuição em 0,5% da receita anual auferida com a exploração dos serviços de distribuição - esta taxa deverá ser deduzida do total arrecadado a título de RGR, que passa a ser calculado com base em 2,5% dos investimentos, limitado a 3% da receita anual; (ii) o alcance da tarifa pelo preço às concessões anteriores à Lei nº 8.987/95, cuja base está no Contrato de Concessão celebrado em decorrência de desestatização ou prorrogação da concessão existente, permitindo a apropriação dos ganhos de eficiência e produtividade; (iii) a responsabilidade da concessionária em realizar os investimentos necessários, de modo a assegurar os índices de qualidade do serviço de energia elétrica.

Neste contexto, os novos contratos assinados contêm, entre outras cláusulas, uma cláusula econômica, onde há o reconhecimento, por parte da concessionária, de que as tarifas vigentes no momento da assinatura, em conjunto com as regras de reajustes anuais e revisões, são suficientes para a manutenção do

seu equilíbrio econômico – financeiro. A cláusula econômica estabelece, também, o prazo entre revisões periódicas (a maioria das empresas têm um prazo de quatro ou cinco anos) e que o Fator X seria igual a zero até a primeira revisão da empresa.

4.2 REAJUSTES TARIFÁRIOS ANTERIORES AO PROJETO RESEB

O Decreto nº 41.019 estabelecia a obrigatoriedade da revisão trienal das tarifas das concessionárias, estabelecidas sob o modelo do serviço pelo custo, com a garantia de remuneração de 10% sobre o investimento remunerável, avaliado pelo custo histórico, e cujos valores eram fixados pela Fiscalização, mas também previa reajustes (para mais ou para menos) em prazo inferior para contemplar a paridade entre a receita e o custo do serviço.

No momento da revisão trienal a empresa deveria apresentar à Fiscalização a demonstração do custo do serviço nos últimos três exercícios, o resumo das informações sobre o volume de vendas de energia e receitas associadas, a previsão do custo do serviço para o próximo período tarifário, a previsão de venda de energia no próximo período tarifário e o cálculo das tarifas, de acordo com os dados fornecidos. A Fiscalização conferia os dados fornecidos e fixava a nova tarifa, que valeria por três anos.

Eram também previstos reajustes mensais para variação no custo da energia comprada (ou combustível), ajustes semestrais para variação no pagamento de juros e amortização de empréstimos em moeda estrangeira e ao BNDES, e para aumentos compulsórios de salários ou encargos da previdência social era calculado um percentual de aumento de despesa mensal em relação à média de kWh vendida no último semestre. Até que os novos valores fossem incorporados às tarifas aprovadas após a revisão trienal, a empresa deveria comprovar, a cada seis meses, à Fiscalização que os reajustes aplicados eram justificados.

Moritz (2001) resume os parâmetros utilizados para os mecanismos tarifários do Decreto nº 41.019:

- o custo de serviço compreende (Artigo 165 do Decreto nº 41.019):
 - ✓ despesas de exploração, conforme plano de contas (pessoal, material ou serviços, inclusive a energia comprada,

empregados na operação dos bens e instalações, os impostos e as taxas e outras despesas);

- ✓ depreciação e a amortização;
- ✓ quota de reversão de 3% sobre o investimento reversível;
- ✓ variação cambial dos empréstimos vinculados a investimentos; e
- ✓ remuneração do investimento.

➤ o investimento reversível contempla:

- ✓ todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente, concorram, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica, sendo determinado com base no custo histórico;
- ✓ a dedução da Reserva para Depreciação; da Reserva para Reversão ou para Amortização; dos saldos relativos a adiantamentos, contribuições e doações; o saldo da conta Obras e Instalações em Andamento; e as obras para uso futuro, enquanto não forem remuneradas pela tarifa.

➤ o investimento remunerável compreende:

- ✓ todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente, concorram, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica, sendo determinado com base no custo histórico; o ativo disponível não vinculado a 31 de dezembro; o capital de movimento, até o máximo de dois meses de faturamento; os materiais em almoxarifado;
- ✓ a dedução da Reserva para Depreciação; da Reserva para Reversão ou para Amortização, e da Conta de Resultados a Compensar; os saldos relativos a adiantamentos, contribuições e doações; o saldo da conta Obras e

Instalações em Andamento; e as obras para uso futuro, enquanto não forem remuneradas pela tarifa.

As tarifas eram propostas pelos concessionários, trienalmente, para serem homologadas pelo CNAEE, com possibilidade de revisão quando da ocorrência de fatos relevantes. Moritz (2001) apresenta uma fórmula simplificada para a definição do nível tarifário pelo custo do serviço:

$$Tarifa = \frac{Custo_serviço}{Consumo_energia(MWh)} \quad (4.1)$$

Onde:

- custo de serviço descrito está acima (Artigo 165 do Decreto nº 41.019);
- consumo de energia, segundo o Artigo 173 do Decreto nº 41.019, é a previsão de venda de energia no próximo período tarifário.

Ao final de cada triênio era verificada a remuneração real em comparação com a remuneração projetada e a diferença era registrada na CRC, conforme consta do Decreto nº 41.019.

(...)

Art 161. Será de 10% ao ano a taxa de remuneração do investimento a ser computada no cálculo das tarifas das empresa que explorem serviços de energia elétrica.

(...)

Art 162. Ao fim de cada triênio, verificando-se diferença entre a remuneração do investimento referida no artigo anterior e a efetivamente apurada, será feita a revisão das tarifas para o novo período trienal.

§ 1º A diferença de remuneração entre a taxa referida no artigo anterior e a verificada no levantamento anual da conta de lucros e perdas, será registrada na Conta de Resultados a Compensar (11.91), em que se compensarão os excessos ou as insuficiências de remuneração verificada em outros exercícios.

§ 2º As importâncias correspondentes aos saldos credores da Conta de Resultados a Compensar serão depositadas pelo concessionário a débito do Fundo de Compensação de Resultados (conta 42.5), até 30 de abril de cada exercício, em conta vinculada no Banco do Brasil S.A., ou no Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico, na sede da empresa, que só poderá ser movimentada em exercícios seguintes, na sua finalidade, depois da apresentação dos documentos a que se refere o art. 29, e a demonstração da insuficiência de remuneração no exercício anterior. Os juros bancários deste depósito serão creditados à Conta de Resultados a Compensar.

(...)

As mudanças que ocorreram antes da publicação das Leis nº 8.927 e nº 9.074 impactaram nas taxas de remuneração e na definição do investimento

remunerável mas, com a permanência do regime de serviço pelo custo a forma do reajuste permaneceu equivalente à representada pela equação 4.1. A partir da assinatura dos Contratos de Concessão, indispensáveis, segundo o Artigo 1º da Lei 8.927, entra em vigência a fórmula paramétrica adotada atualmente.

4.3 PROJETO RESEB

Em 1995, o setor elétrico brasileiro encontrava-se à beira de um colapso institucional e financeiro. O cenário existente na época era de investimentos insuficientes devido às altas taxas de financiamento que inviabilizavam a expansão da oferta de eletricidade, tarifas comprimidas utilizadas para controle inflacionário, consumo de energia com crescimento superior à produção, regime tarifário baseado no custo de serviço e com remuneração garantida, elevado nível de inadimplência setorial (muitas distribuidoras deixaram de pagar às geradoras pela energia comprada), obras de grande porte paralisadas resultando em elevação do seu custo financeiro e obras planejadas que nem tinham sido iniciadas.

Com esse diagnóstico de crise setorial o MME e consultores liderados pela *Coopers & Lybrand* iniciaram um projeto para a reestruturação do setor elétrico brasileiro – RESEB, através da implementação de uma série de políticas regulatórias com a finalidade de assegurar a oferta de energia, criar condições de atrair investidores privados, introduzir a competição na geração e na comercialização, fortalecer a figura do regulador e proporcionar atendimento de qualidade com tarifas justas ao consumidor.

A partir das diretrizes propostas pelo projeto RESEB, foram criados o Mercado Atacadista de Energia – MAE, para introduzir a competição na geração, o Operador Nacional do Sistema – ONS, organismo responsável pela operação técnica dos sistemas de geração e transmissão e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma autarquia de regime especial, com o objetivo de regular e fiscalizar as atividades setoriais, além da mudança do planejamento energético de indicativo para determinativo.

A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos principais marcos regulatórios que implantaram o modelo competitivo do setor elétrico brasileiro.

Tabela 4.1 – Principais Leis para a implantação da reestruturação do setor elétrico brasileiro

Legislação	Data	Disposição
Lei nº9.074	07/07/1995	Lei de concessões do setor elétrico. Prorroga as concessões existentes, cria a figura do Produtor Independente de Energia – PIE e assegura o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.
Lei nº9.427	26/12/1996	Institui a Agência Reguladora – ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.
Lei nº9.648	27/05/1998	Altera o Art. 9º da Lei nº8.987 desvinculando a tarifa de legislação específica anterior; reestrutura a Eletrobrás; define a livre negociação para a compra e venda de energia, desvinculando-a do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição; estabelece a descontratação dos contratos iniciais existentes entre distribuidoras e geradoras, no percentual de 25% ao ano, a partir de 2003; determina que a ANEEL estabeleça limites de repasse às tarifas, para energia comprada.

4.4 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou uma retrospectiva da legislação relacionada ao setor elétrico para se avaliar a evolução dos métodos utilizados ao longo dos anos para a regulação deste setor. Foi também comentado sobre os reajustes tarifários antes da implementação do projeto RESEB, que definiu as diretrizes para a mudança do modelo setorial.

No próximo capítulo serão analisados os mecanismos constantes no Contrato de Concessão para a aplicação do modelo *price-cap* que regula a remuneração das empresas concessionárias de distribuição, com um foco maior na revisão tarifária e cálculo do Fator X, e seus impactos na consideração dos investimentos.

5 O CONTRATO DE CONCESSÃO E O FLUXO DE CAIXA DE PROJETOS DE DISTRIBUIÇÃO SOB A ÓTICA DO ATUAL MODELO REGULATÓRIO

Este capítulo apresenta os contratos de concessão de serviço público, celebrados entre o poder concedente e concessionárias, a partir da implantação do modelo recomendado pelo Projeto RESEB, onde estão definidas as regras para aplicação do *price cap* e discute a construção de um fluxo de caixa para análise de investimentos em sistemas de distribuição, considerando a atuação regulatória sobre a remuneração dos empreendimentos.

5.1 CONTRATOS DE CONCESSÃO

Com base no estabelecido no Código de Águas, no Decreto nº 24.643, no Decreto nº 41.019 e nas Leis nº 8.987 e 9.074, as concessionárias brasileiras iniciaram, a partir de 1995, com a ESCELSA, a assinatura dos Contratos de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica que regulam a exploração dos serviços públicos de energia elétrica, e determinam a obrigação da empresa realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, comprometendo-se a implantar novas instalações e ampliar/modificar as existentes, adotando a alternativa de menor custo, tecnologia adequada, equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam o atendimento da demanda atual e futura do seu mercado, os níveis de qualidade regulamentados, bem como a modicidade tarifária.

Nos Contratos de Concessão são estabelecidas as regras para a implementação do regime tarifário *Price Cap*, que é um regime de regulação por incentivo, onde inicialmente são fixadas tarifas consideradas adequadas para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da empresa, suficientes para remunerar os investimentos e sua depreciação, e dar cobertura aos seus custos operacionais, além de prever mecanismos de correção – reajustes anuais e revisões periódicas – para preservar o valor das tarifas. O contrato prevê que, após a primeira revisão tarifária, será aplicado um Fator X que partilha os ganhos de escala obtidos pela empresa com os consumidores, representando um incentivo à busca de uma

maior eficiência e à redução de custos para aumentar a lucratividade da empresa no período entre revisões. Até a primeira revisão tarifária, o Fator X foi definido como zero, o que permitiu às empresas se apropriarem integralmente dos ganhos de produtividade obtidos com o melhor gerenciamento dos seus custos operacionais.

O Fator X é um mecanismo que projeta ganhos de produtividade para as empresas nos anos posteriores à revisão tarifária, e os converte em um índice que será repassado aos consumidores através da redução das tarifas. Se os ganhos de eficiência das distribuidoras forem maiores que os projetados na revisão, elas poderão se apropriar da diferença entre o resultado estimado e o efetivamente realizado, podendo, então, aumentar seu lucro, o que representa um incentivo a uma melhor gestão produtiva.

5.1.1 O Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário é anual e sua finalidade é repor o poder de compra das tarifas ao repassar a variação de preços de itens não administráveis pela concessionária, e corrigir os itens remanescentes por um índice financeiro, recuperando as perdas inflacionárias ocorridas no período. Conforme comentado por Ferreira (2003) “... o reajuste de preços e a atualização financeira não modificam o valor real do contrato, mas, pelo contrário, destinam-se a assegurar a uniformidade financeira do valor da prestação (do serviço) no tempo.”

Para efeito de reajuste tarifário, o Contrato de Concessão define que a receita da empresa deve cobrir duas parcelas de custos: Parcela A – custos não gerenciáveis – e Parcela B – custos gerenciáveis. A Equação 5.1, baseada no Contrato de Concessão, mostra a situação inicial da receita da empresa no momento da assinatura do referido contrato, quando a empresa reconhece que as tarifas vigentes são suficientes para a cobertura de seus custos e para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, antes do primeiro reajuste tarifário.

$$RA_0 = VPA_0 + VPB_0 \quad (5.1)$$

Onde:

- RA_0 – receita necessária para cobrir os custos da empresa, onde estão incluídos os encargos setoriais, a compra de energia, a remuneração do acionista e os custos relacionados à atividade de distribuição;
- VPA_0 – parcela referente aos custos não gerenciáveis pela concessionária; e
- VPB_0 – parcela referente aos custos gerenciáveis.

A Parcela A corresponde aos custos cujas variações independem do controle da concessionária e, nos Contratos de Concessão, é composta dos seguintes itens:

Tabela 5.1 – Itens componentes da Parcela A, constantes no Contrato de Concessão

Parcela A	Reserva Global de Reversão (RGR)
	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)
	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)
	Compra de energia elétrica para revenda

Onde:

- Reserva Global de Reversão (RGR) – criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica é fixada anualmente e recolhida à ELETROBRÁS; equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço (limitado a 3% de sua receita anual);
- Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) – foi criada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, com a finalidade de ratear os custos incorridos a geração térmica dos sistemas isolados por todos os consumidores do país. É recolhida à ELETROBRÁS mensalmente e tem suas quotas fixadas anualmente pela ANEEL. O rateio por empresa é proporcional às vendas diretas de energia (MWh) a consumidores finais, com base em informações fornecidas pelo antigo Comitê Técnico de Estudos de Mercado - CTEM;

- Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) – calculada com base na geração efetiva das usinas hidrelétricas, destina-se aos Estados (45%), Municípios (45%), Ministério do Meio Ambiente (4,4%), Ministério de Minas e Energia (3,6%) e Ministério de Ciência e Tecnologia (2%); e
- Compra de energia elétrica para revenda, que contempla as perdas regulatórias definidas na revisão tarifária.

Para contemplar as sucessivas mudanças que ocorrem no setor elétrico, outros custos e encargos foram sendo incorporados à Parcela A, tais como:

Tabela 5.2 – Itens componentes da Parcela A, constantes no Aditivo ao Contrato de Concessão

Complemento Parcela A	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)
	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
	Encargos de Conexão
	Encargos pelo uso das redes de transmissão e distribuição
	PROINFA
	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Onde:

- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – é recolhida à ANEEL para o custeio de suas atividades e equivale a 0,5% do benefício econômico auferido pela concessionária – é abatida da RGR;
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – recolhida à ELETROBRÁS com finalidade de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade das fontes alternativas de energia;
- Encargos de Conexão - valor pago pelas distribuidoras pela utilização das instalações de conexão das transmissoras não integrantes da rede básica;
- Encargos de uso das redes de transmissão e distribuição;

- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica que tem o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – as concessionárias pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS.

Já a Parcela B contempla os custos próprios da atividade de distribuição, que dependem da eficácia da gestão empresarial:

- Custos operacionais (pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros);
- Remuneração do capital (remuneração dos investimentos);
- Quota de reintegração (depreciação e amortização); e
- Tributos.

O reajuste atua separadamente e de forma distinta sobre as Parcelas A e B. Enquanto a Parcela A, composta dos custos não gerenciáveis, tem um mecanismo de repasse automático onde toda variação anual no custo de seus componentes é passada integralmente para as tarifas¹², a Parcela B, obtida pela diferença entre a receita e a Parcela A, é corrigida por um índice econômico (atualmente IGP-M), para que sejam mantidas as condições iniciais de cobertura dos custos e da remuneração da distribuidora, e ajustada pelo Fator X. O reajuste é realizado mediante a aplicação da fórmula paramétrica apresentada na Equação 5.2, definida no Contrato de Concessão, que contempla valores da Data de Referência Anterior (DRA) e da Data do Reajuste em Processamento (DRP):

$$IRT = \frac{VPA_1 + VBP_0 * (IVI \pm X)}{RA_0} \quad (5.2)$$

¹² Com o fim dos Contratos Iniciais e antes da publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que limita a aquisição de energia aos leilões promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a compra de energia na forma de contratos bilaterais, passou a ter um caráter gerenciável no momento em que a distribuidora podia optar por qual energia iria comprar. Este fato gerou os limites de repasse às tarifas, para que não fossem imputados ao consumidor custos de energia mais cara, e de evitar que contratos de venda de energia dentro do mesmo grupo econômico (*self-dealing*) possibilitassem ganhos acima do permitido pelo regulador.

Definições:

- Data de Referência Anterior – DRA = pode ser a data de assinatura do contrato, a data do último reajuste realizado ou a última revisão realizada e é a data base para o cálculo da VPB_0 ;
- Data do Reajuste em Processamento – DRP = é a data em que está se processando o reajuste e é a data base para os valores da VPA_1 , que representa os itens nas condições vigentes;
- IRT = índice de reajuste tarifário;
- VPA_1 = valor da Parcela A em DRP considerando as condições vigentes para os encargos e a energia comprada em função do mercado de referência nos últimos doze meses;
- RA_0 = receita anual calculada a partir da aplicação das tarifas vigentes sobre o mercado de referência (12 meses anteriores), excluindo o ICMS;
- IVI = número índice obtido pela divisão do valor do Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas, no mês anterior à data em processamento e o valor no mês anterior à data do reajuste anterior;
- X = número definido pela ANEEL a ser subtraído do IVI, é o fator de indução à melhoria da eficiência econômica das atividades monopolistas;
- VPB_0 = valor da Parcela B considerando as condições vigentes na DRA, obtido pela diferença entre a receita RA_0 e a Parcela A_0 , de acordo com a Equação 5.3, que é derivada da Equação 5.1:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0 \quad (5.3)$$

Onde,

- VPA_0 = valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data de reajuste anterior para os encargos e a energia comprada em função do mercado de referência.

A cada reajuste, a totalidade da variação da Parcela A é repassada às tarifas, mecanismo conhecido como *pass-through*¹³, excetuando-se apenas valores superiores aos limites de repasse¹⁴ para os contratos de compra de energia anteriores aos leilões promovidos pelo Governo Federal, como definido no Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, enquanto que a Parcela B, obtida pela diferença entre a RA_0 e a VPA_0 , é reajustada por um índice resultante do IGP-M subtraído do Fator X. Esta regra, por um lado, induz a empresa a reduzir seus custos operacionais, de forma a obter uma maior remuneração do capital (que não é garantida), já que esses itens são componentes da Parcela B, e, por outro lado, impõe a necessidade da existência de padrões de qualidade e penalidades associadas ao não cumprimento dos mesmos, para não comprometer a qualidade do serviço.

Devido às diferentes regras de reajuste aplicadas às Parcelas A e B, as participações relativas destes itens em relação à receita total da empresa modificam-se ao longo do período, podendo a Parcela A crescer além da Parcela B. Segundo a Nota Técnica nº 052/2003 – SRE/ANEEL, se o valor da Parcela B calculado para o primeiro período, era suficiente para a cobertura dos custos operacionais da empresa e para assegurar um retorno adequado sobre o capital investido, a diminuição da Parcela B em relação à Parcela A não significa, necessariamente, que exista perda de remuneração para a empresa. A Figura 5 mostra a evolução das duas parcelas, comparadas à variação do IGP-M de uma concessionária de distribuição (COELBA), que foi privatizada em 1997, e teve sua primeira revisão periódica em 2003.

¹³ *Pass-through* – mecanismo de repasse automático dos custos não gerenciáveis incorridos, fundamental para a manutenção da neutralidade desses custos em relação à receita da distribuidora.

¹⁴ Limite de repasse – critério estabelecido na Lei nº 9.648, de 27/05/1998 para restringir valores abusivos na compra de energia com repasses ao consumidor e promover a modicidade tarifária.

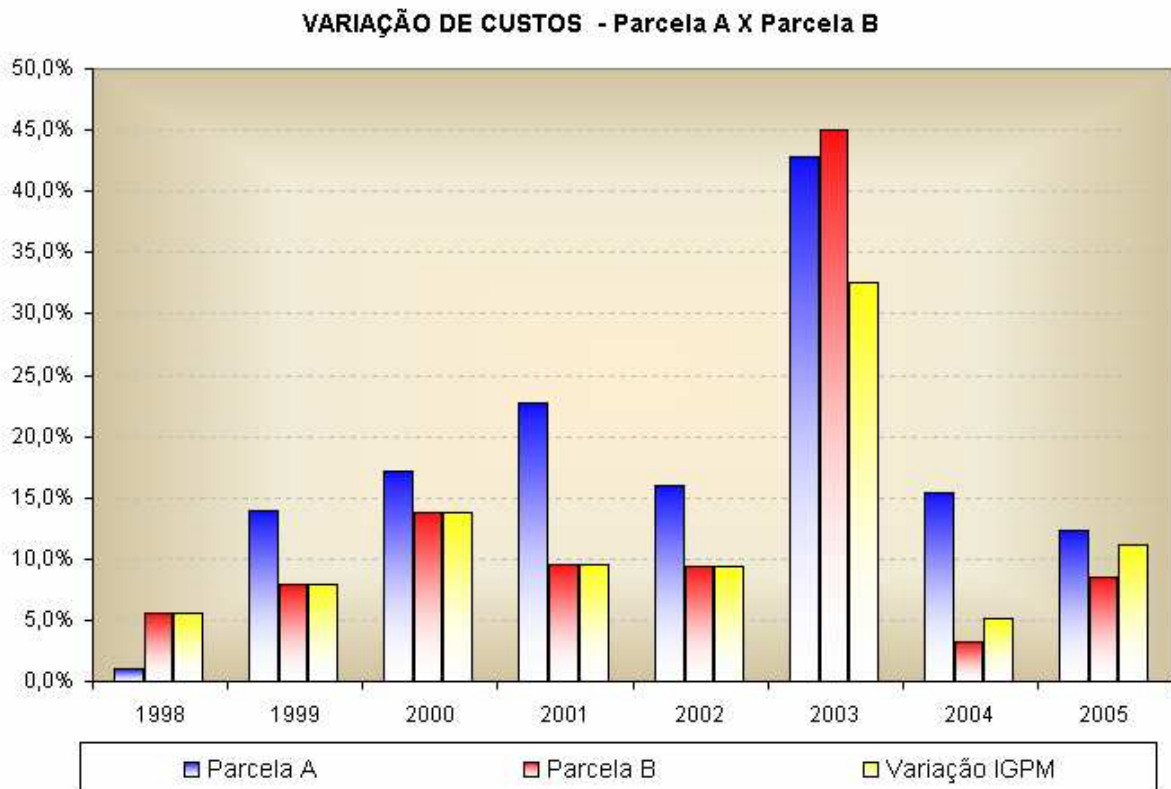


Figura 5 – Comparação entre a evolução das Parcela A e B

Fonte: Elaboração do autor

Observa-se que, a partir do ano de 1999, o aumento dos encargos setoriais impacta na magnitude da Parcela A, situação que ocorre até o ano de 2003, quando ocorre a primeira revisão tarifária. Neste ano, a Parcela B é recomposta e tem uma participação maior que a Parcela A. Outro fato a ser notado é que, até o ano da revisão tarifária, a Parcela B, que é atualizada pelo IGP-M com Fator X igual 0, tem variação igual a este índice. Em 2004 e 2005, a Parcela A volta a apresentar um percentual de crescimento maior que a Parcela B, que tem uma correção inferior à variação do IGP-M nesses períodos devido à atuação do Fator X. Para a obtenção do gráfico apresentado na Figura 5 foi considerado que a revisão tarifária da empresa ocorrida em 2003, apresentou os valores definitivos para os componentes da Parcela B, o que significa que foram retirados desta parcela os valores de ajuste, denominados de ΔP_B , que foram acrescentados em 2004 e 2005 para corrigir o índice calculado em 2003, para esta empresa. De acordo com a Nota Técnica 052/2003 da SRE/ANEEL, quando o regulador entende que a aplicação imediata do índice integral resultante de uma revisão tarifária representará um impacto econômico significativo para os consumidores, a aplicação das tarifas resultantes é realizada em etapas, ou seja, é calculado um diferimento que propõe

recompor, ao longo do próximo período tarifário, o índice de reposicionamento a que a concessionária fez jus no momento da revisão tarifária. É então calculado um valor que representa a diferença entre o valor concedido inicialmente e o índice da revisão tarifária, que é convertido em acréscimos à Parcela B – Delta P_B - a serem adicionados a cada um dos anos do período tarifário seguinte, de modo que o fluxo da concessionária neste período lhe assegure a taxa de retorno (WACC) definida na revisão tarifária e seja garantida a sua condição de equilíbrio econômico-financeiro.

5.1.2 A Revisão Tarifária Periódica

Segundo Ferreira, Santos e Lima (2004), a revisão tarifária periódica é o mais importante movimento tarifário previsto no Contrato de Concessão, uma vez que é nesse momento que o regulador coloca a concessionária em equilíbrio econômico-financeiro, condição fundamental para a manutenção de um contrato de longo prazo (30 anos). No momento da revisão, que acontece a cada quatro ou cinco anos, são revistos os custos totais da distribuidora (VPB), com a finalidade de estabelecer um novo valor de receita para o serviço de distribuição. O processo da revisão tarifária consiste no reposicionamento tarifário, de tal maneira que o novo patamar estabelecido para as tarifas represente a cobertura dos custos operacionais eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, que irá vigorar pelo próximo período tarifário, preservando o equilíbrio econômico-financeiro. Também é estabelecido o Fator X que possibilita o compartilhamento com o consumidor dos ganhos de escala projetados, de acordo com os dados fornecidos pela empresa.

A determinação do reposicionamento tarifário, conforme definido na Nota Técnica nº 052/2003 – SRE/ANEEL é o resultado da comparação da Receita Requerida da concessionária para o ano-teste – período de doze meses adotado para a determinação das receitas – e a Receita Verificada, calculada a partir da aplicação das tarifas vigentes ao mercado do mesmo período. Para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da Receita Requerida: as receitas com suprimento a outras concessionárias, as obtidas com as atividades extra-concessão¹⁵ e outras receitas¹⁶, de acordo com a Equação 5.4:

¹⁵ Receitas extra-concessão - receitas resultantes de operações realizadas pela concessionária que não estão relacionadas diretamente ao objeto da concessão, ou seja, atividades empresariais desenvolvidas por meio de outros negócios que não os de Distribuição e Comercialização de energia elétrica (NT 052/2003)

¹⁶ Outras receitas - receitas de uso do sistema de distribuição, de rendas, arrendamento e aluguéis (NT 052/2003)

$$RT(\%) = \frac{RR - REC - RS - OR}{RV} \quad (5.4)$$

Onde,

RT – Reposicionamento Tarifário;

RR – Receita Requerida;

REC - Receita Extra-Concessão;

RS – Receita de Suprimento;

OR – Outras Receitas; e

RV – Receita de Fornecimento Verificada.

A partir das determinações contidas na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, as concessionárias de distribuição estão proibidas de desenvolver atividades estranhas ao objeto de concessão e relacionadas a transmissão ou geração de energia elétrica, e com o fim dos contratos iniciais que previa o suprimento a outras distribuidoras, a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, que estabelece as regras para o segundo ciclo de revisões tarifárias, apresenta uma fórmula para o reposicionamento tarifário do próximo ciclo de revisões mais simplificada, conforme apresentada na Equação 5.5.

$$RT(\%) = \frac{RR - OR}{RV} \quad (5.5)$$

Onde,

RT – Reposicionamento Tarifário – redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;

RR – Receita Requerida - receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudentemente investido;

OR – Outras Receitas - receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação; e

RV – Receita de Fornecimento Verificada - receita estimada para o Ano-Teste, obtida considerando-se as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema de distribuição e a previsão do mercado para o referido período.

5.1.2.1 Receita Requerida

A Receita Requerida é a receita a ser obtida pela concessionária para cobrir os custos operacionais eficientes e proporcionar remuneração adequada ao capital investido em investimentos considerados prudentes.

Os elementos necessários para a obtenção da Receita Requerida são:

- a definição do Ano-Teste;
- a Base de Remuneração;
- a Taxa de Retorno e Estrutura de Capital da Empresa;
- a Despesa Operacional;
- os Encargos Setoriais; e
- a Quota de Reintegração.

A Receita Requerida é dividida em Parcelas A e Parcela B. A Parcela A – custos não gerenciáveis – é determinada anualmente nos reajustes tarifários de forma que suas variações não afetem o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, mantendo a neutralidade desses custos. Na revisão tarifária a Parcela A é calculada da mesma forma que nos reajustes tarifários, com o levantamento dos custos não gerenciáveis incorridos pela empresa – encargos tarifários e compra de energia para atendimento ao mercado de referência no ano-teste. A finalidade do reposicionamento tarifário, portanto, é a construção de uma nova Parcela B, a partir da determinação dos custos operacionais eficientes e da remuneração justa do capital, não sendo válido afirmar que esse novo valor pode ser obtido através da aplicação de um índice econômico à Parcela B do último ano do período tarifário anterior, conforme apresentado na Figura 6. As novas tarifas são estabelecidas no nível T2 da respectiva figura.

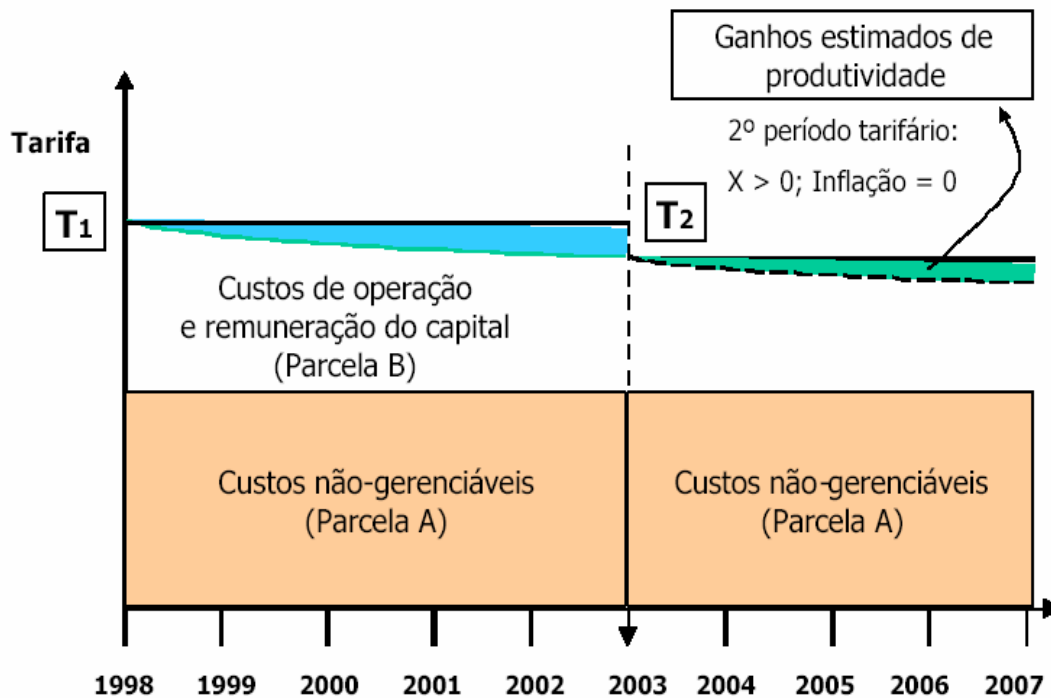


Figura 6 – Regime de Regulação por Incentivos

Fonte: Nota Técnica nº 052/2003 – SRE/ANEEL

Parcela B:

a) Custos operacionais eficientes

Em virtude da existência de forte assimetria de informações, no que concerne ao levantamento dos dados das empresas para a determinação dos valores que irão compor os custos operacionais, a ANEEL vem utilizando a metodologia da Empresa de Referência, que define parâmetros de eficiência compatíveis com as características da área de atuação de cada concessionária e compara com os valores apresentados pelas mesmas, representando padrões para orientar a gestão empresarial.

O processo se inicia com o desenho preliminar de uma Empresa de Referência, aderente às condições geográficas, climáticas e econômicas reais de cada área de concessão. Este desenho preliminar é encaminhado à concessionária para apreciação, e esta dispõe de um prazo determinado para resposta. Depois de algumas iterações com a empresa são estabelecidos os valores dos custos operacionais que serão cobertos pela Parcela B no novo período tarifário, garantindo a manutenção dos níveis de qualidade exigidos, a capacidade dos ativos necessários à prestação do serviço constante em sua vida útil e a cobertura dos custos da mão de obra associada.

b) Remuneração do capital

A remuneração sobre o capital investido é o resultado da aplicação da taxa de retorno adequada para a atividade de distribuição sobre o investimento remunerável ou Base de Remuneração.

b.1) Base de Remuneração

A Base de Remuneração é o montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que terá direito a cobertura (remuneração) das tarifas cobradas dos consumidores. A definição da base de remuneração é fundamental para a preservação dos investimentos no serviço público de distribuição de energia elétrica e para proteger os consumidores de preços injustos. Para a determinação do valor dos ativos necessários à prestação do serviço de distribuição, a ANEEL considera a metodologia apresentada na Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002, que procura refletir os investimentos prudentes necessários para atender aos níveis de qualidade exigidos, cumprindo as condições do Contrato de Concessão.

De acordo com Resolução ANEEL nº 493, a Base de Remuneração é composta dos seguintes ativos:

- Ativo imobilizado em serviço;
- Almoxarifado de operação;
- Ativo diferido;
- Valor do investimento da empresa nas obrigações especiais; e
- Capital de giro.

Só serão considerados os ativos relacionados à atividade produtiva e o valor a compor a base será limitado ao valor de mercado do ativo e ao índice de aproveitamento que define se o investimento é prudente, comparando a capacidade instalada do ativo com a expectativa de crescimento da carga, em um período de 10 anos. Ou seja, os investimentos superdimensionados ou superfaturados não terão todo o seu capital investido reconhecido para cálculo da remuneração daquele período.

b.1.1) Índice de Aproveitamento

A Resolução ANEEL n° 493/2002 define que o índice de aproveitamento de subestações – IAS – deverá ser calculado para o conjunto de ativos que as compõem, em função da comparação do fator de utilização da subestação com a expectativa de crescimento da carga para os próximos 10 anos. Esse índice é limitado a 100% e calculado a partir da Equação 5.6, apresentada na referida resolução.

$$IAS(\%) = FUS \times ECC \times 100 = \frac{DM \times (1 + TCA)^{10} \times 100}{PTI} \quad (5.6)$$

Onde,

IAS = Índice de Aproveitamento para Subestações (%);

FUS = Fator de Utilização da Subestação (%) = DM / PTI

Sendo: DM = Demanda Máxima em MVA (na nova metodologia que está sendo proposta para o segundo ciclo de revisões tarifárias, esse valor é a demanda máxima verificada nos dois últimos anos) e

PTI = Potência Total Instalada em MVA; e

ECC = Expectativa de Crescimento Percentual da Carga atendida pela subestação projetada para os próximos dez anos = $(1 + TCA_1) * (1 + TCA_2) * \dots * (1 + TCA_{10})$

Sendo: TCA = Estimativa Percentual de Crescimento Anual da carga máxima atendida pela subestação.

Essa metodologia, ao englobar todo o conjunto de ativos que compõem as subestações para o cálculo do IAS, provoca controvérsias no momento em que considera equipamentos que não são diretamente dimensionados em função do crescimento da carga, tais como pára-raios. Na Nota Técnica n° 183, da SFF/SRE – ANEEL, de 16 de maio de 2006, constante do processo de revisão da metodologia das revisões tarifárias, o índice de aproveitamento está relacionado ao grupo de ativos: transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o BAY do transformador da subestação. Na Resolução Normativa n° 234, de 31 de outubro de

2006, que estabelece as regras para o segundo ciclo de revisões tarifárias encerrando o processo da Audiência Pública nº 008/2 006, está explicitado que “Os demais bens e instalações como cercas, casa de controle, bases, etc., devem ser excluídas da aplicação do índice de aproveitamento.”. É esperado que os equipamentos tipo pára-raios estejam incluídos nessa exceção, o que tornará a metodologia mais aderente à realidade dos ativos do setor elétrico.

b.2) Taxa de Retorno

Para o cálculo da taxa de retorno a ANEEL adota a metodologia internacionalmente consagrada do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. Esse enfoque busca proporcionar aos investidores um retorno igual ao que seria obtido sobre outros investimentos com características de risco comparáveis. A fórmula de cálculo do WACC, definida na Nota Técnica ANEEL nº 052/2003, está expressa na Equação 5.7. Da mesma forma, o Custo do Capital Próprio e Custo do Capital de Terceiros, também constantes da mesma nota técnica, estão apresentados, respectivamente, nas Equações 5.8 e 5.9.

$$WACC = r_{CAPM} \times \frac{P}{(D+P)} + r_d \times \frac{D}{(D+P)} \times (1-T) \quad (5.7)$$

Onde,

- P – Capital próprio;
- D – Capital de terceiros;
- T – Alíquota do Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ – e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL;
- r_{CAPM} – Custo do capital próprio;
- r_d – Custo do capital de terceiros;

Sendo,

$$r_{CAPM} = r_f + \beta_d (r_m - r_f) + r_r \quad (5.8)$$

- ✓ r_f – Taxa livre de risco;
- ✓ β_d – Beta desalavancado;
- ✓ r_m – Prêmio de risco de mercado; e
- ✓ r_r – Outros prêmios de risco.

E,

$$r_d = r_f + r_c + r_B + r_X \quad (5.9)$$

Sendo,

- ✓ r_f – Taxa livre de risco;
- ✓ r_c – Prêmio de risco de crédito;
- ✓ r_B – Prêmio de risco da atividade de distribuição no Brasil; e
- ✓ r_X – Prêmio de risco cambial.

Os parâmetros utilizados para o cálculo do WACC, realizado pela ANEEL nas revisões ocorridas em 2003, cujo índice foi de 11,26%, estão apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3

Custo Médio Ponderado do Capital (WACC)

Estrutura de Capital Meta $\left(\frac{P}{P+D}\right)$	50,00%
Taxa Livre de Risco (r_f)	6,01%
Beta médio de empresas distribuidoras do EUA desalavancado (β_u)	15,90%
Beta médio realavancado pela estrutura meta de capital BZ (β)	26,39%
Spread de risco de mercado $[r_M - r_f]$	7,76%
Risco do negócio e financeiro $\beta[r_M - r_f]$	2,05%
Risco Soberano (r_S)	8,29%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco BZ (B1) (r_C^B)	4,21%
Risco Crédito empresas EUA mesmo risco de empresas distribuidoras BZ - B1 (r_C)	3,67%
Risco País ($r_B = r_S - r_C^B$)	4,08%
Risco Cambial (r_X)	2,00%
Risco Regulatório $(\beta_{u_{RU}} - \beta_{u_{EUA}}) \times [r_M - r_f] (r_R)$	3,33%
Custo de Capital Próprio Nominal $r_P = r_f + \beta[r_M - r_f] + r_B + r_X + r_R$	17,47%
Custo de capital de terceiros nominal em dólares $r_D = r_f + r_C + r_B + r_X$	15,76%
WACC nominal em dólares $r_{WACC} = \frac{P}{P+D} r_P + \frac{D}{P+D} r_D (1-T)$	13,93%
Taxa de inflação EUA (π)	2,40%
WACC real $r_{WACC}^r = \frac{1+r_{WACC}}{1+\pi} - 1$	11,26%

Fonte: Nota Técnica nº052/2003 – SRE/ANEEL

c) Quota de Reintegração Regulatória

A quota de reintegração é composta pelas quotas de depreciação e amortização, e representa a forma de recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço, ao longo da vida útil desses bens.

Depois de definidos todos os custos, a Receita Requerida da empresa é calculada a partir da soma das Parcelas A e B.

5.1.2.2 Receita Verificada

A Receita Verificada é o resultado da aplicação das tarifas vigentes sobre o mercado de venda de energia, projetado para o ano-teste.

5.1.2.3 Fator X

Para a determinação do Fator X, calculado durante o processo do primeiro ciclo de revisões periódicas, utilizou-se a metodologia constante da Resolução ANEEL nº 055, de 5 de abril de 2004, sendo o mesmo composto de três parcelas – x_e , x_c e x_a . As parcelas x_a e x_c são calculadas a cada reajuste tarifário e refletem: (i) x_a - a relação entre o IGP-M – índice considerado para reajustar materiais e equipamentos – e o IPCA – índice utilizado para corrigir a mão-de-obra, e (ii) x_c – a pesquisa de satisfação com as concessionárias, realizada anualmente pela ANEEL junto aos consumidores. Já a parcela x_e é calculada apenas no momento da revisão e reflete os ganhos de produtividade esperados para o próximo período regulatório, derivado do ganho de escala do negócio; é a parcela do Fator X responsável pelo compartilhamento com o consumidor da produtividade devida ao crescimento de mercado sem contrapartida de investimento, não estando relacionada aos ganhos de eficiência devido a uma melhoria de gestão da empresa, que são capturados pela concessionária até a próxima revisão tarifária. De acordo com a Resolução ANEEL nº 055, de 5 de abril de 2004, “...a produtividade refletida pelo componente x_e do Fator X está ligada aos ganhos de escala que a empresa obterá ao atender uma demanda maior, com custos incrementais menores do que os reconhecidos no momento do reposicionamento tarifário.”

Segundo a metodologia adotada pela ANEEL, a parcela x_e do Fator X é calculada pelo enfoque do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, do tipo *forward looking* (prospectivo), que considera os investimentos estimados para atender ao crescimento previsto do consumo (MWh) e do número de consumidores. O x_e é o valor que iguala o Valor Presente Líquido – VPL – dos fluxos de caixa da concessionária projetados para o período tarifário seguinte, incluindo o valor dos ativos no final do período, ao valor dos ativos no início do período tarifário, de acordo com as equações 5.10 a 5.14. Período tarifário é o espaço de tempo compreendido entre duas revisões tarifárias, definido para cada concessionária nos respectivos

Contratos de Concessão, e que na maioria das empresas é de 4 ou 5 anos. Os fluxos de caixa são descontados a uma taxa r , igual ao custo de capital da concessionária estabelecido na revisão tarifária.

A Equação 5.10 define o fluxo de caixa líquido da concessionária, no período tarifário, e a Equação 5.11 apresenta o cálculo do valor dos ativos ao fim desse período.

$$FC = \sum_{i=1}^N RO_i - Trib_i - O \& M_i \quad (5.10)$$

E,

$$A_N = A_0 + \sum_{i=1}^N Inv_i - d_i \quad (5.11)$$

Onde,

- FC = fluxo de caixa no período tarifário;
- RO_i = receita operacional no período tarifário = VPB
- $Trib_i$ = PIS/PASEP, COFINS e P&D no período tarifário;
- $O\&M_i$ = custos de operação e manutenção no período tarifário;
- A_N = valor dos ativos da concessionária no final do período tarifário;
- A_0 = valor dos ativos da concessionária (BRR) na data da revisão periódica;
- d_i = depreciação dos ativos no período tarifário;
- Inv_i = investimentos realizados no período tarifário.

A RO_i é calculada a partir do mercado projetado para o ano teste multiplicado pelo preço médio do reposicionamento, que é o quociente entre o valor da Parcela B, em R\$, calculada na revisão, e o montante do mercado de vendas do ano teste, em MWh. Nos anos posteriores ao ano teste, o preço médio do reposicionamento é modificado pela consideração da componente x_e do Fator X. Já os custos de operação de manutenção são obtidos levando-se em conta a trajetória regulatória de inadimplência dos consumidores.

A Equação 5.12 apresenta a evolução financeira da concessionária pela abordagem de FCD, onde se iguala o valor inicial dos ativos (A_0) com o valor presente líquido (VPL) dos fluxos de caixa, adicionado ao valor presente líquido dos ativos ao final do período tarifário (A_N), de acordo com a Resolução ANEEL nº 055/2004. Esta é a condição de equilíbrio resumida que deve ser satisfeita para que seja garantida a remuneração da concessionária.

$$A_0 = VPL (FC) + VPL (A_N) \quad (5.12)$$

Substituindo-se as Equações 5.10 e 5.11 na Equação 5.12, obtém-se a Equação 5.13, que representa a capacidade de geração de fluxo de caixa da empresa, durante o período tarifário.

$$A_0 = VPL (RO_i - Trib_i - O\&M_i - Inv_i) + VPL (A_0 + Inv_i - d_i) \quad (5.13)$$

A Equação 5.13 também pode ser escrita conforme apresentado na Equação 5.14, onde r é a taxa de desconto.

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \frac{(RO_i - Trib_i - O \& M_i - Inv_i)}{(1+r)^i} + \sum_{i=1}^N \frac{(A_0 + Inv_i - d_i)}{(1+r)^i} \quad (5.14)$$

Uma vez que esse fluxo de caixa deverá ser calculado para todos os “N” anos do período tarifário: (i) as receitas anuais, a partir do segundo ano do período (o primeiro ano do período é o ano teste), deverão ser ajustadas pelo Fator x_e , e (ii) a taxa de desconto r deve ser igual ao WACC, estabelecido pela ANEEL no processo da revisão, a Equação 5.14 transforma-se na Equação 5.15, onde g representa os impostos e A_N corresponde ao valor dos ativos no final do período tarifário.

$$A_0 = \sum_{i=1}^N \left[\frac{(RO_i * (1 - x_e)^{(i-1)} - TRIB_i - O \& M_i - d_i) * (1 - g) + d_i - Inv_i}{(1 + r_{WACC})^i} \right] + \frac{A_N}{(1 + r_{WACC})^N} \quad (5.15)$$

O fator x_e é calculado de modo que satisfaça à equação de equilíbrio 5.15, que assegura que a Parcela B (RO_i), no período tarifário, seja suficiente para cobrir os custos operacionais, e permitir um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e sobre os investimentos projetados para o período. A Equação 5.12 representa sua forma resumida.

O Fator X deve ser calculado de modo que não interfira na condição de equilíbrio econômico-financeiro da empresa regulada.

A seguir, é apresentado um exemplo fictício do cálculo da condição de equilíbrio que define o Fator x_e , obtida a partir da Equação 5.12, para que o mecanismo fique claro, pois o mesmo será bastante explorado no Capítulo 6. O exemplo é dividido em duas partes:

(i) a primeira apresenta um fluxo de caixa sem a presença do Fator x_e , o que resulta em uma TIR diferente do WACC, e a equação de equilíbrio 5.12, apresenta um resultado diferente de zero; e;

(ii) a segunda parte apresenta um fluxo de caixa onde é incorporado um Fator x_e que satisfaz à condição de equilíbrio (resultado igual a zero), e que resulta em uma TIR igual ao WACC.

A Tabela 5.4 resume os dados hipotéticos considerados para o exemplo apresentado.

Tabela 5.4 – Dados utilizados para o exemplo

Item	Mês Revisão jun/2003	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Receita ano teste (R\$ x Mil) = Parcela B = VPB		1.100.000				
Mercado (MWh x Mil)	9.000	9.225	9.778,5	10.365,21	10.987,12	11.646,35
Tarifa Média da Parcela B (R\$ / MWh) = Parcela B (Receita ano teste) / Mercado do ano teste (Ano1) = 1.100.000/9.225		119,24				
PIS/COFINS + P&D - Impostos		100.000				
Capital de Giro (R\$ x Mil) = 5% da VPB sem impostos = (1.100.000-100.000) x 5%	50.000	50.000				
Base de Rem. Bruta (R\$ x Mil) = base inicial + investimentos	4.800.000	5.007.344	5.278.387	5.557.438	5.844.878	6.141.106
Investimento (R\$ x Mil)		207.344	271.043	279.051	287.440	296.228
Taxa de Depreciação (%)	4,2					
Depreciação (R\$ x Mil) = Base Bruta x Taxa de Depreciação		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
Depreciação acum (R\$ x Mil) = Depreciação inicial + Depreciação anual	2.600.000	2.801.600	3.011.908	3.233.601	3.467.013	3.712.498
Base de Rem. Líquida (R\$ x Mil) = Base Bruta – Deprec. Acum + Capital de Giro	2.250.000					
WACC (%)	11,26					

A partir dos dados da Tabela 5.4 é montado um fluxo de caixa operacional do empreendimento, que é descontado por uma taxa igual ao WACC, onde a tarifa média é constante (Fator x_e igual a zero) e a variação da receita é devida ao crescimento de mercado. A base de remuneração líquida do último ano da análise é trazida a valor presente pela mesma taxa. Dessa forma, já são conhecidos os elementos da Equação 5.12 que permitirão testar a condição de equilíbrio, como pode ser visto na Tabela 5.5, apresentada a seguir.

Tabela 5.5 – Fluxo de Caixa para determinação da condição de equilíbrio – sem Fator x_e

CASO EXEMPLO - FLUXO SEM FATOR x_e (Em R\$)						
ITEM	Mês Revisão jun/03	Ano Teste jun/03 mai/04	Ano Referência jun/04 mai/05	Ano Referência jun/05 mai/06	Ano Referência jun/06 mai/07	Ano Referência jun/07 mai/08
PARÂMETROS						
WACC Real Postax (%)		11,26%	11,26%	11,26%	11,26%	11,26%
Alíquota de Imposto de Renda + CSSL (%)		34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Demanda (MWh)	9.000.000	9.225.000	9.778.500	10.365.210	10.987.123	11.646.350
INVESTIMENTO						
Investimento		207.344	271.043	279.051	287.440	296.228
BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA						
Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRR bruta)	4.800.000	5.007.344	5.278.387	5.557.438	5.844.878	6.141.106
Taxa de Depreciação (%)		4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Depreciação Anual (Tx.Depreciação x BRR bruta)		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
Depreciação Acumulada (Deprec.inicial + Deprec.anual)	2.600.000	2.801.600	3.011.908	3.233.601	3.467.013	3.712.498
Capital de Giro / (VPB – (Impostos) (%)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Capital de Giro (5% VPB - Impostos)	50.000	50.000	53.000	56.180	59.551	63.124
Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRR)	2.250.000	2.255.744	2.319.479	2.380.018	2.437.416	2.491.732
EBIT						
Fator x_e (%)			0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)		119,24	119,24	119,24	119,24	119,24
Receita Anual		1.100.000	1.166.000	1.235.960	1.310.118	1.388.725
Custo de O&M		200.000	209.300	219.077	229.357	240.168
Custo de Gestão Comercial		120.000	123.600	127.308	131.127	135.061
Custo de Administração		110.000	112.100	114.263	116.491	118.786
Custo Empresa de Referência		430.000	445.000	460.648	476.975	494.015
Inadimplência (Trajetória regulatória)		6.000	4.800	3.600	2.400	1.200
Depreciação Anual		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
PIS/COFINS + P&D		100.000	106.000	112.360	119.102	126.248
Despesas operacionais		737.600	766.108	798.300	831.889	866.948
Lucro antes do Imposto de Renda - EBIT		362.400	399.892	437.660	478.228	521.777
FLUXO DE CAIXA						
Lucro antes do Imposto de Renda		362.400	399.892	437.660	478.228	521.777
(-) Impostos sobre a Renda (34% x EBIT)		(123.216)	(135.963)	(148.804)	(162.598)	(177.404)
Depreciação Anual		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
(-) Variação do Capital de Giro		-	(3.000)	(3.180)	(3.371)	(3.573)
(-) Investimento		(207.344)	(271.043)	(279.051)	(287.440)	(296.228)
Fluxo de Caixa Líquido - FCL		233.440	200.193	228.317	258.232	290.056
WACC Real Postax Acumulado (%)		11,26%	23,79%	37,73%	53,23%	70,49%
BRR Líquida Inicial - A0	2.250.000					
VPL do Fluxo de Caixa Líquido - VPL (FCL)		209.815	161.723	165.776	168.521	170.132
VPL da BRR Líquida Final - VPL (AN)						1.461.525
Fator x_e (%)	0,00%					
TIR (%)	12,27%					
TESTE DA CONDIÇÃO DE EQUILÍBRIO - A0 = VPL(FCL) + VPL(AN) onde os VPL são descontados com uma taxa = WACC						
A0	2.250.000					
VPL (FCL)	875.967					
VPL (AN)	1.461.525					
VPL (FCL) + VPL (AN)	2.337.492					
A0 : VPL (FCL) + VPL (AN)	(87.492)					
TIR > WACC	12,27%					

Observa-se no exemplo apresentado que o Fator x_e foi igual a zero, portanto, a condição de equilíbrio da Equação 5.12 não foi satisfeita. O valor negativo obtido é resultante da diferença entre o valor da base inicial e o VPL dos fluxos no período tarifário (Ano1 a Ano5) adicionado ao VPL da base de remuneração no último ano do ciclo. Este resultado significa que a receita projetada para este período é superior à necessária para a cobertura dos custos operacionais da empresa e que o retorno sobre os ativos iniciais e os investimentos realizados

neste período, é superior ao WACC. Desse modo, a empresa não está compartilhando com o consumidor os ganhos de produtividade devidos ao crescimento de mercado não associado a novos investimentos. Um resultado positivo significa que a empresa está sendo remunerada abaixo do WACC e que a receita auferida é inferior à necessária para cobertura de seus custos, uma vez que a situação ao final do período é inferior à inicial – a empresa está “empobrecendo”.

A Tabela 5.6 traz o resultado da análise do fluxo de caixa com o cálculo do Fator x_e , onde se obtém a TIR igual ao WACC, utilizando-se os dados apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.6 – Fluxo de Caixa para determinação da condição de equilíbrio - com Fator x_e

CASO EXEMPLO - FLUXO COM FATOR x_e (Em R\$)						
ITEM	Mês Revisão jun/03	Ano Teste jun/03 mai/04	Ano Referência jun/04 mai/05	Ano Referência jun/05 mai/06	Ano Referência jun/06 mai/07	Ano Referência jun/07 mai/08
PARÂMETROS						
WACC Real Postax (%)		11,26%	11,26%	11,26%	11,26%	11,26%
Aliquota de Imposto de Renda + CSLL (%)		34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Demanda (MWh)	9.000.000	9.225.000	9.778.500	10.365.210	10.987.123	11.646.350
INVESTIMENTO						
Investimento		207.344	271.043	279.051	287.440	296.228
BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA						
Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRR bruta)	4.800.000	5.007.344	5.278.387	5.557.438	5.844.878	6.141.106
Taxa de Depreciação (%)		4,20%	4,20%	4,20%	4,20%	4,20%
Depreciação Anual (Tx.Depreciação x BRR bruta)		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
Depreciação Acumulada (Deprec.inicial + Deprec.anual)	2.600.000	2.801.600	3.011.908	3.233.601	3.467.013	3.712.498
Capital de Giro / (VPB – (Impostos) (%)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Capital de Giro (5% VPB - Impostos)	50.000	50.000	52.076	54.240	56.483	58.841
Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRR)	2.250.000	2.255.744	2.318.555	2.378.077	2.434.348	2.487.450
EBIT						
Fator x_e (%)			1,7213%	1,7213%	1,7213%	1,7213%
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)		119,24	117,19	115,17	113,19	111,24
Receita Anual		1.100.000	1.145.664	1.193.272	1.242.622	1.294.506
Custo de O&M		200.000	209.273	219.025	229.252	240.057
Custo de Gestão Comercial		120.000	123.600	127.308	131.127	135.061
Custo de Administração		110.000	112.100	114.263	116.491	118.786
Custo Empresa de Referência		430.000	444.973	460.596	476.870	493.903
Inadimplência (Trajetória regulatória)		6.000	4.800	3.600	2.400	1.200
Depreciação Anual		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
PIS/COFINS + P&D		100.000	104.151	108.479	112.966	117.682
Despesas operacionais		737.600	764.233	794.367	825.648	858.271
Lucro antes do Imposto de Renda - EBIT		362.400	381.431	398.905	416.974	436.236
FLUXO DE CAIXA						
Lucro antes do Imposto de Renda		362.400	381.431	398.905	416.974	436.236
(-) Impostos sobre a Renda (34% x EBIT)		(123.216)	(129.687)	(135.628)	(141.771)	(148.320)
Depreciação Anual		201.600	210.308	221.692	233.412	245.485
(-) Variação do Capital de Giro		-	(2.076)	(2.164)	(2.243)	(2.358)
(-) Investimento		(207.344)	(271.043)	(279.051)	(287.440)	(296.228)
Fluxo de Caixa Líquido - FCL		233.440	188.934	203.754	218.932	234.814
WACC Real Postax Acumulado (%)		11,26%	23,79%	37,73%	53,23%	70,49%
BRR Líquida Inicial - A0	2.250.000					
VPL do Fluxo de Caixa Líquido - VPL (FCL)		209.815	152.627	147.941	142.874	137.730
VPL da BRR Líquida Final - VPL (AN)						1.459.013
Fator x_e (%)		1,7213%				
TIR (%)		11,26%				
TESTE DA CONDIÇÃO DE EQUILÍBRIO - A0 = VPL(FCL) + VPL(AN) onde os VPL são descontados com uma taxa = WACC						
A0	2.250.000					
VPL (FCL)	790.987					
VPL (AN)	1.459.013					
VPL (FCL) + VPL (AN)	2.250.000					
A0 : VPL (FCL) + VPL (AN)	-					
TIR = WACC	11,26%					

Neste caso a condição de equilíbrio é alcançada e o Fator x_e encontrado é o valor que satisfaz à igualdade da equação.

Observa-se que nesta análise, onde se considera o Fator x_e na equação de equilíbrio, as tarifas médias obtidas são diferenciadas para cada ano do ciclo, em decorrência de sua forma de cálculo. No primeiro ano, a tarifa média é calculada pela divisão da receita da Parcela B pelo mercado do ano teste. A partir do segundo ano, a nova tarifa é obtida pela diferença entre a anterior e o Fator x_e . Este procedimento resulta em receitas diferentes das apresentadas na Tabela 5.5, que derivam de uma tarifa constante, o que também influi nos valores do capital de giro, uma vez que este é calculado como 5% da receita líquida de PIS/COFINS e P&D, modificando a base de remuneração líquida, que é igual à base de remuneração bruta abatida da depreciação acumulada e acrescida ao capital de giro. A Tabela 5.7. compara os valores obtidos para cada análise.

Tabela 5.7 – Comparação dos resultados encontrados sem e com a incorporação do Fator x_e

Item	Mês Revisão jun/2003	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Tarifa Média da Parcela B s/ x_e (R\$ / MWh)		119,24	119,24	119,24	119,24	119,24
Tarifa Média da Parcela B c/ x_e (R\$ / MWh)		119,24	117,19	115,17	113,19	111,24
Receita s/ x_e (R\$ x Mil) = Tarifa x Mercado		1.100.000	1.166.000	1.235.960	1.310.118	1.388.725
Receita c/ x_e (R\$ x Mil) = Tarifa x Mercado		1.100.000	1.145.664	1.193.272	1.242.622	1.294.506
Capital de Giro s/ x_e (R\$ x Mil)	50.000	50.000	53.000	56.180	59.551	63.124
Capital de Giro c/ x_e (R\$ x Mil)	50.000	50.000	52.076	54.240	56.483	58.841
Base de Rem. Líq. s/ x_e (R\$ x Mil)	2.250.000	2.255.744	2.319.479	2.380.018	2.437.416	2.491.732
Base de Rem. Líq. c/ x_e (R\$ x Mil)	2.250.000	2.255.744	2.318.555	2.378.077	2.434.348	2.487.450

As figuras 7 a 10, a seguir, apresentam de forma gráfica os resultados mostrados na Tabela 5.7.

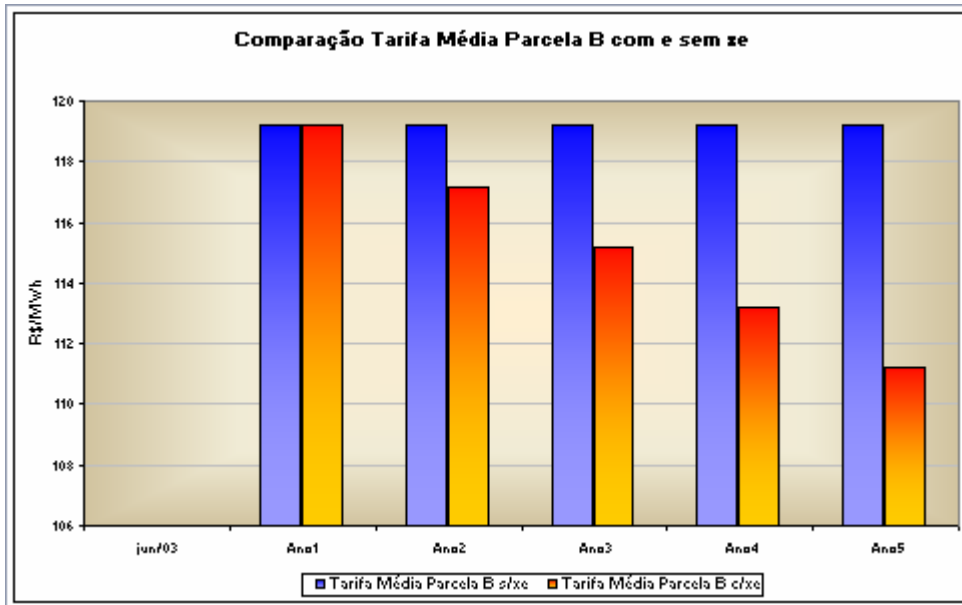


Figura 7 – Comparação Tarifa Média Parcela B com e sem Fator x_e

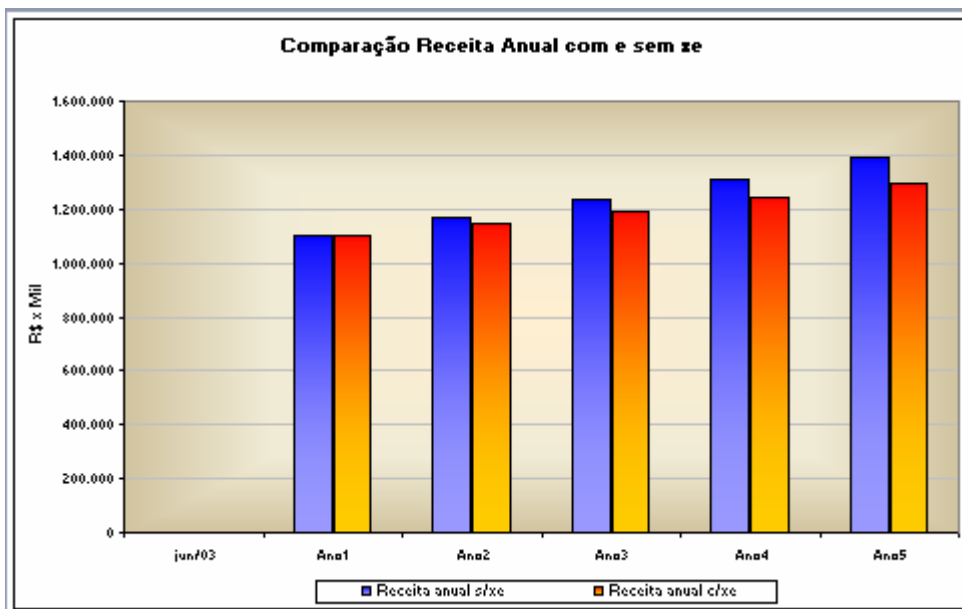


Figura 8 – Comparação Receita Anual com e sem Fator x_e

No caso exemplo apresentado, Fator x_e calculado foi positivo e as receitas resultantes da sua aplicação são inferiores às obtidas para a análise sem o Fator x_e . A diferença entre as receitas representa a captura dos ganhos de produtividade decorrentes do incremento do mercado sem a respectiva necessidade de um novo investimento. Se no cálculo do fluxo sem a presença do Fator x_e o teste da condição de equilíbrio resultasse em um valor positivo, ou seja, a soma do valor dos ativos ao final do período tarifário, incluindo os investimentos realizados no período, com os fluxos de caixa do período era menor que o valor inicial dos ativos, significaria que a remuneração da concessionária estava abaixo do WACC. Para esses casos, o Fator x_e calculado seria negativo, de forma a compensar a remuneração e trazer o resultado para o WACC

Na revisão da metodologia da Revisão Periódica os tributos (PIS/PASEP, COFINS e P&D) foram retirados da fórmula de cálculo do componente x_e para compatibilizar com a exclusão desses itens da Parcela B, decorrentes dos aditivos aos Contratos de Concessão das distribuidoras assinados por força do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e a parcela x_c foi retirada da composição do Fator X.

Outra mudança proposta para o novo ciclo de Revisões Periódicas é referente à projeção de mercado das distribuidoras, que deverão estar consistentes com os dados informados ao Ministério de Minas e Energia – MME, até 1º de agosto de cada ano, contemplando a previsão de carga dos próximos 5 anos. A consistência entre as informações será checada pelas superintendências competentes da ANEEL para, só então, serem incorporadas ao cálculo do Fator X.

Os investimentos em subtransmissão também serão objeto de maior controle por parte da ANEEL, através da análise da projeção de demanda por barramento da rede, associada à apresentação de um estudo de fluxo de carga nas redes e um plano de ampliação justificado, além da viabilidade econômica do investimento global, do impacto tarifário e dos benefícios técnicos dos investimentos propostos.

Essa intenção de maior controle dos dados das concessionárias, por parte do órgão regulador no momento da próxima revisão tarifária, deverá gerar um grande esforço por parte da ANEEL, devido à existência de forte assimetria de informações, característica já comentada para este tipo de transação. Essa assimetria gera o risco moral que, de acordo com Lane *apud* Macieira (2006), é a

dificuldade do principal (ANEEL) em monitorar o comportamento do agente (concessionárias).

5.2 FORMAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA INCORPORANDO O MODELO REGULATÓRIO VIGENTE

A construção de um fluxo de caixa para a análise custo/benefício foi discutida no capítulo 2, e suas etapas iniciais consistem na definição das receitas (benefícios) e despesas (custos) que irão formar o fluxo.

Como na abordagem tradicional, após a definição dos custos dos investimentos a serem analisados parte-se para a definição da receita que irá determinar a viabilidade do projeto.

A diferença entre as duas abordagens surge no momento da determinação da receita pois, enquanto na abordagem tradicional o benefício da receita adicional proporcionada pelo projeto, calculado através da aplicação da tarifa média ao mercado projetado, é considerado até que se esgote (ver Figura 1), ao se incorporar a atuação regulatória a receita proporcionada pelo incremento de mercado devido ao projeto só deve ser considerada até a próxima revisão tarifária, quando o investimento passa a fazer parte da Base de Remuneração e o mercado adicional é considerado no cálculo das novas tarifas, não devendo mais ser considerado como benefício do projeto.

Lima *et al* (2004) denomina de “mercado local” ao acréscimo de mercado trazido pelo investimento no momento pré-revisão, enquanto o regulador não incorpora o incremento de carga para compor a tarifa da concessionária.

Ainda de acordo com os mesmos autores, no momento de uma revisão tarifária, grande parte dos ganhos adicionais provenientes de um investimento de distribuição é absorvida, mas os novos ativos passam a compor a base de remuneração. A partir desse momento, os benefícios auferidos pela realização do investimento passam a ser a remuneração autorizada pela ANEEL, a quota de reintegração e os benefícios do não pagamento de multas pelo descumprimento dos requisitos de qualidade.

Na revisão tarifária as tarifas são calculadas a partir de uma Receita Requerida de modo que, ao serem aplicadas ao mercado de referência, devem recuperar esta receita. Se o investimento entra após uma revisão, as tarifas vigentes não cobrem os custos operacionais ou remuneram o capital alocado a este investimento, até que na próxima revisão o ativo passe a incorporar a Base de Remuneração compondo as tarifas, e o mercado adicional seja incluído no mercado de referência, ficando, então, diluído. Segundo Ferreira, Santos e Lima (2004), “..a receita extraordinária resultante da realização do investimento deixa de existir após a primeira revisão tarifária pós-investimento...”

Os próximos itens analisarão a formação do fluxo de caixa nos momentos antes e depois de uma revisão tarifária, demonstrado graficamente na Figura 9.

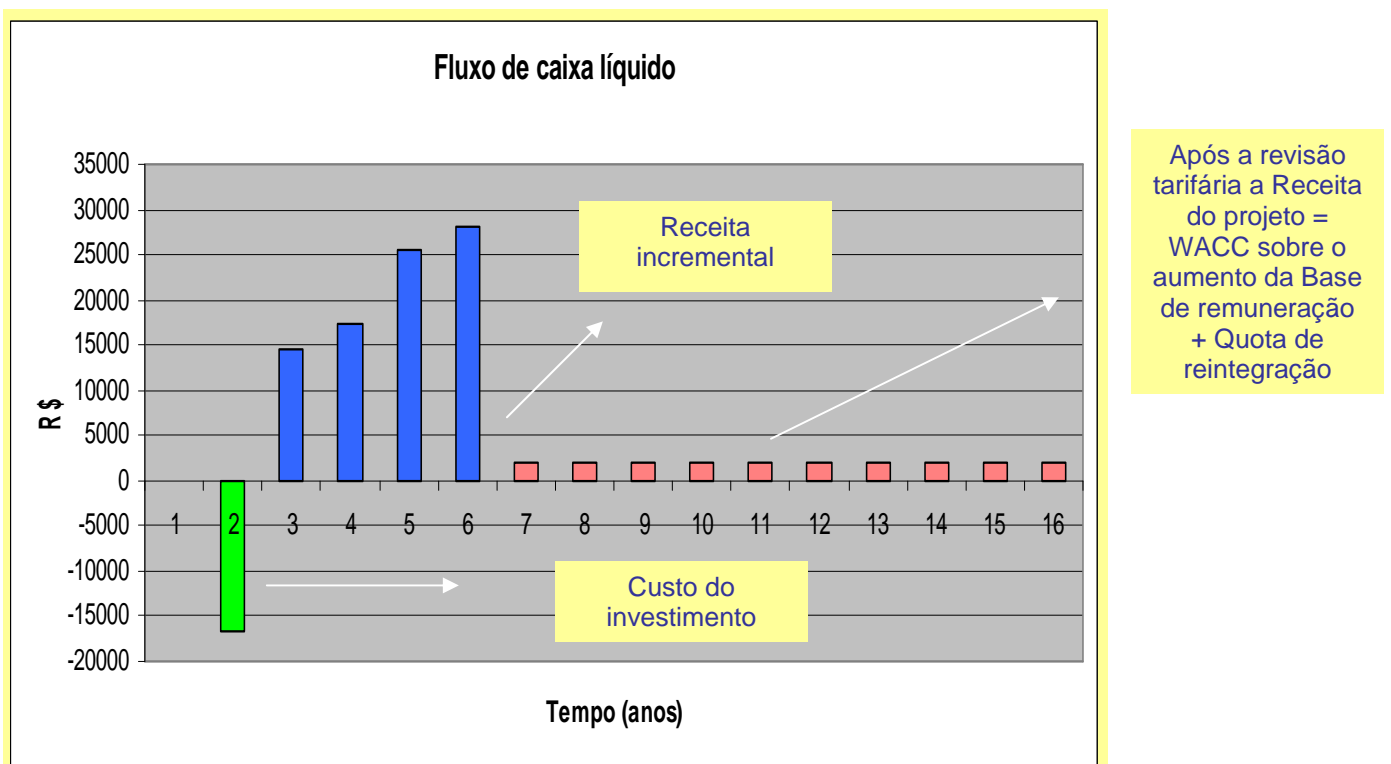


Figura 9 – Fluxo de caixa regulatório

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.1 Fluxos de Caixa antes e depois da revisão tarifária

a) Antes da revisão tarifária, após a entrada em operação do empreendimento

No período anterior à primeira revisão tarifária, após a entrada do empreendimento, a formação da receita para o fluxo de caixa obedece às mesmas regras utilizadas na abordagem tradicional, ou seja, tarifas vigentes aplicadas ao mercado agregado pelo empreendimento.

Um ponto a se observar é que, como o investimento não faz parte da Base de Remuneração da empresa, as tarifas vigentes não incorporam a remuneração nem a quota de reintegração proporcionada pelo novo empreendimento.

O montante da receita adicional auferida no período pré-revisão vai depender do percentual de mercado agregado pelo empreendimento, assim como da data de entrada em relação à próxima revisão tarifária.

Assim,

$$R_{PR} = \Delta Mercado \times T_V \quad (5.16)$$

Onde,

- R_{PR} = receita pré-revisão tarifária;
- $\Delta Mercado$ = incremento de mercado agregado pelo empreendimento em operação
- T_V = tarifas vigentes aplicadas ao mercado incremental segregado em classes de consumo.

Da receita calculada conforme a Equação 5.16 deve-se abater os custos referentes à compra de energia para suprimento, O&M, encargos e tributos, para a obtenção do fluxo de caixa líquido que é a base para o cálculo do VPL, TIR e Tempo de Retorno do investimento.

A Tabela 5.8 apresenta uma planilha de cálculo de um Fluxo de Caixa Líquido para um investimento que entra em operação no ano em que ocorre uma

revisão tarifária, não sendo, então, considerado na Base de Remuneração daquela revisão.

Tabela 5.8 – Fluxo de Caixa Líquido antes da revisão tarifária

		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimento (R\$)		(500.000,00)				
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%		(23.600,00)	(23.600,00)	(23.600,00)	(23.600,00)
Investimento Depreciado (R\$)		(500.000,00)	(476.400,00)	(452.800,00)	(429.200,00)	(405.600,00)
Mercado do projeto (MWh)			2.792,07	5.726,54	8.532,74	11.417,00
Receita - R\$						
Receita Bruta (Mercado x Tarifa c./ICMS)			710.248,97	1.457.522,83	2.172.925,85	2.908.345,99
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)			555.583,11	1.139.863,20	1.698.977,64	2.273.693,81
Descontos - R\$		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Compra de energia			(211.023,98)	(432.608,64)	(644.291,31)	(861.673,86)
O&M			(3.990,66)	(4.359,74)	(4.746,55)	(5.114,74)
PIS/COFINS (da receita bruta)	6,80%		(48.296,93)	(99.111,55)	(147.758,96)	(197.767,53)
ICMS	25,0%		(154.665,86)	(317.659,63)	(473.948,21)	(634.652,18)
RGR (do investimento deprec)	2,50%		(11.910,00)	(11.320,00)	(10.730,00)	(10.140,00)
P&D (da receita bruta)	1%		(7.102,49)	(14.575,23)	(21.729,26)	(29.083,46)
CCC (R\$/MWh)	10,33		(28.842,05)	(59.155,11)	(88.143,19)	(117.937,63)
CDE (R\$/MWh)	1,31		(3.657,61)	(7.501,76)	(11.177,89)	(14.956,27)
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%		(3.551,24)	(7.287,61)	(10.864,63)	(14.541,73)
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%		(23.600,00)	(23.600,00)	(23.600,00)	(23.600,00)
CSLL (receita bruta - encargos)	9%		(19.224,73)	(43.230,92)	(66.234,23)	(89.899,07)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%		(53.402,04)	(120.085,89)	(183.983,96)	(249.719,65)
Depreciação	4,72%		23.600,00	23.600,00	23.600,00	23.600,00
Fluxo de Caixa Líquido		(500.000,00)	164.581,37	340.626,75	509.317,66	682.859,87

b) Depois da primeira revisão tarifária, após a entrada do investimento

Após a revisão tarifária, o investimento fará parte da base de remuneração da empresa, e a receita que deverá ser considerada no fluxo de caixa é resultante do acréscimo incremental da remuneração obtida através do WACC aplicado sobre o valor acrescido à base resultante do investimento. Como já mencionado no item 5.1.2, o montante do investimento considerado para compor a base de remuneração vai depender do índice de aproveitamento definido pela Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002 (para os exemplos apresentados foram considerados índices de aproveitamento igual a 100%).

$$Receita = \Delta BL \times WACC (\%) + QR \quad (5.17)$$

Onde:

- ΔBL -> acréscimo provocado pelo investimento à base de remuneração líquida;
- QR -> quota de reintegração = taxa de depreciação x ΔBB ;
- ΔBB -> acréscimo provocado pelo investimento à base de remuneração bruta;
- Base Bruta = Base Líquida + Depreciação Acumulada.

A Tabela 5.9 apresenta um fluxo de caixa onde o investimento entra em operação um ano antes da revisão tarifária e a receita é composta da remuneração sobre a base depreciada adicionada à quota de reintegração.

Tabela 5.9 – Fluxo de caixa após a revisão tarifária

		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimento = Base Bruta		500.000,00					
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%		23.600,00	23.600,00	23.600,00	23.600,00	23.600,00
Investimento Depreciado (R\$)			476.400,00	452.800,00	429.200,00	405.600,00	382.000,00
WACC antes imp	17,06%						
Remuneração - R\$ - WACC x Inv. Depreciado			85.303,03	81.276,73	77.250,42	73.224,12	69.197,82
Receita = Remuneração + Depreciação (Quota de Reintegração)			108.903,03	104.876,73	100.850,42	96.824,12	92.797,82
Descontos - R\$		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Compra de energia							
CSLL (receita bruta - encargos)	9%		(7.677,27)	(7.314,91)	(6.952,54)	(6.590,17)	(6.227,80)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%		(21.325,76)	(20.319,18)	(19.312,61)	(18.306,03)	(17.299,45)
Fluxo de Caixa Líquido		(500.000,00)	79.900,00	77.242,64	74.585,28	71.927,92	69.270,56
VPL		R\$ 0,00					
TIR			11,26%				
Tempo de Retorno - anos			22				

Antes da assinatura dos Contratos de Concessão e da implantação do modelo *price cap* não existia um marco regulatório definido para que as análises de viabilidade pudessem incorporar a mudança ocorrida por ocasião das revisões tarifárias que, conforme foi abordado no capítulo 4, foram definidas desde o primeiro documento oficial sobre energia elétrica. Esse fato se deve “ao uso da indústria de fornecimento de energia como instrumento de manipulação macroeconômica, como a tentativa de conter a inflação por intermédio do congelamento de tarifas de energia..”, de acordo com Lima (2004).

As tarifas existentes não refletiam os custos das empresas, pois segundo Sauer (2001), mecanismos de equalização das tarifas nacionais tais como a Reserva Global de Garantia – RGG, criado em 1974, transferia os recursos das

concessionárias superavitárias para as deficitárias, de forma que a remuneração de cada empresa se situasse em torno da remuneração média do setor. Havia investimentos que eram do interesse do Estado e que mascaravam o plano de obras das empresas. Ainda de acordo com Sauer (2001), “a partir da Lei nº 8.631, o conceito de investimentos em programas de caráter social foi minimizado. Ficou claro que deveriam ser repensados pelos concessionários, governo e sociedade. Passou a ficar evidente que para a viabilização de projetos dessa natureza deveriam ser buscados recursos junto aos governos municipal, estadual e federal.”

Na opinião de Pires (2000) havia uma inadequação do regime regulatório, inexistência, na prática, de um órgão regulador.

Diante desse cenário de tanta subjetividade e manipulação, sem um marco regulatório legal e sem a prática de regras claras, era impossível se isolar um agente para que seus mecanismos tarifários refletissem sua realidade.

5.3 CONCLUSÃO

Este capítulo tratou dos conceitos do modelo regulatório embutidos nos Contratos de Concessão assinados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, onde estão definidas as regras para aplicação do *price cap*, e apresentou a formação da receita, nos períodos antes e depois da revisão tarifária, para a construção do fluxo de caixa utilizado para a análise de investimentos em sistemas de distribuição, com a atuação regulatória sobre a remuneração dos empreendimentos.

Também foram abordados os novos procedimentos que serão adotados para o próximo ciclo de revisões periódicas, e que irão submeter o mercado e os investimentos a serem considerados no cálculo do Fator X a uma análise de consistência mais criteriosa do que a que foi realizada para o primeiro ciclo de revisões.

O próximo capítulo, apresentará um estudo de caso utilizando os dados de um plano de obras da COELBA comparando os resultados obtidos com a análise tradicional e com a incorporação do marco regulatório representado pela revisão periódica.

6 ESTUDO DE CASO - COELBA

Este capítulo apresenta os resultados das simulações do retorno econômico de um plano de obras hipotético, utilizando dados típicos da COELBA através da abordagem utilizada tradicionalmente, complementada pela análise deste mesmo plano de obras com a introdução das alterações provocadas pela regulação setorial para, em seguida, serem comparados os resultados obtidos para cada caso. É também analisada a influência dos investimentos sobre o valor do Fator x_e através das seguintes simulações: (i) determinação do valor do Fator x_e com um investimento e o respectivo mercado agregado incorporado à sua base de cálculo e (ii) determinação do valor do Fator x_e sem a consideração deste investimento e o respectivo mercado agregado na sua base de cálculo. Ao final, são comparadas as receitas obtidas nas simulações (i) e (ii) para se avaliar o impacto do Fator x_e sobre este item.

Foram adotadas as premissas apresentadas a seguir, como forma de simplificar as simulações, tomando-se o cuidado de não interferir nos resultados obtidos.

- A obra foi planejada para entrar na sua data de necessidade. Não deve sofrer adiamentos sob pena de a empresa incorrer em penalidades por não atendimento aos índices de qualidade ou padrões, determinados pelo regulador;
- Será considerado que os investimentos entrarão na Base de Remuneração com índice de aproveitamento igual a 100%;
- O Ano1 é o ano da revisão tarifária;
- Os investimentos comissionados antes da revisão – Ano0 – entrarão na Base de Remuneração;
- Os acionistas aceitam como adequada a consideração da taxa de retorno sobre o valor do capital investido pela concessionária igual ao custo de capital – WACC, fixado pela ANEEL;
- Será considerado para todo o período de análise o WACC igual a 11,26% (depois dos impostos);

- A receita considerada pós revisão é igual à remuneração bruta (investimento depreciado x 17,06% - WACC antes dos impostos) abatida da CSSL (Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido) de 9% e do IRPJ (Imposto de Renda da Pessoa Jurídica) de 25%;
- Não estão sendo consideradas subvenções do governo ou participação financeira de consumidores como suporte financeiro aos investimentos.

Para a análise da viabilidade econômica foi estudado um elenco composto de 47 obras cujos investimentos e datas de entrada em operação estão apresentados na Tabela 6.1. Algumas dessas obras foram agrupadas pois, para as alternativas de investimento que são compostas de mais de um empreendimento, o cálculo do retorno é realizado como se fosse um só projeto. Desse modo, as 47 obras compõem os 34 grupos utilizados para o estudo. Os custos estão referidos ao ano de 1998.

Tabela 6.1 – Investimentos do Plano de Obras da COELBA, utilizados para o estudo

Investimentos anuais de empreendimentos com data de entrada no Ano 1							
Empreendimentos	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Total	Retirada Propr.	Invest. Final
SE Betania - Amp do 34,5 kV p/12,5 MVA	391.398				391.398	97.002	294.396
Bancos	574.966				574.966		574.966
SE T. Freitas - Bco	433.570				433.570		433.570
SE M. Neto - Bco	74.432				74.432		74.432
Se Prado - Bco	66.964				66.964		66.964
SE São Felipe - Amp p/ 12,5 MVA	375.045				375.045	76.568	298.477
Investimentos anuais de empreendimentos com data de entrada no Ano 2							
Empreendimentos	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Total	Retirada Propr.	Invest. Final
SE Jacobina - 2º Bco 1,8 MVAr	1.706	53.027			54.733		54.733
SE Guanambi - EL's 13,8 kV e 34,5 kV	25.472	67.413			92.885		92.885
SE Entre Rios - Amp Bco p/2,4 MVAr	775	36.552			37.327		37.327
SE L.Brumado - Amp p/12,5 MVA	26.812	351.942			378.754	151.988	226.766

SE Mutuipe - Amp p/ 10/12,5 MVA	12.522	362.523			375.045	76.568	298.477
SE Ibipeba - Amp p/12,5 MVA	11.136	345.252			356.388	57.426	298.962
LT 69 kV Tomba - Bravo	224.373	22.634			247.007		247.007
SE Milagres - Amp p 6,25 MVA	8.337	241.437			249.774	32.985	216.789
SE B. da Estiva - Amp p/ 12,5 MVA	22.693	297.860			320.553		320.553
Sistema Brumado 230 kV	24.225.417	2.139.152			26.364.569		26.364.569
LT 230 kV Poções - Brumado	13.772.000				13.772.000		13.772.000
LT 138 kV Brumado - Brumado II	121.845				121.845		121.845
SE Brumado - 5ª EL 13,8 kV	205.635	41.689			247.324		247.324
SE Brumado II - Introd 230 kV	10.125.937	2.097.463			12.223.400		12.223.400
SE Rio Branco / Rio das Pedras- Introd. 138 kV	1.638.371	4.214.671			5.853.042		5.853.042
Investimentos anuais de empreendimentos com data de entrada no Ano 3							
Empreendimentos	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Total	Retirada Propr.	Invest. Final
SE Itaberoê - Amp Bco		529	6.928		7.457		7.457
SE Juazeiro - 7ª EL 13,8 kV		6.429	38.404		44.833		44.833
SE Posto da Mata - 4ª EL		855	52.308		53.163		53.163
SE D.I.Ilhéus - 6ª EL 13,8 kV		684	41.849		42.533		42.533
Sistema Barreiras 69 kV		8.883	574.565		583.448		583.448
LT Barreiras (CHESF) - Barreiras (COELBA)		369	213.064		213.433		213.433
SE Barreiras - EL 69 kV (CHESF)		8.514	361.501		370.015		370.015
SE Gandu - 4ª EL 13,8 kV		684	41.849		42.533		42.533
SE Pedrinhas - 7ª EL 13,8 kV		5.151	30.762		35.913		35.913
SE São Miguel - Amp p/ 6,25 MVA		3.256	104.173		107.429	32.885	74.544
SE B.J.Lapa - Amp p/ 12,5 MVA		10.964	305.492		316.456	57.426	259.030
SE M. do Chapéu - Amp p/ 6,25 MVA		5.443	168.697		174.140		174.140
SE Feira II - Amp do 34,5 kV		26.665	772.317		798.982	169.669	629.313
SE Serrinha - Amp p/ 2x12,5 MVA / Bco		16.708	465.677		482.385		482.385
SE Nazaré - Amp p/ 12,5 MVA		12.522	362.523		375.045	76.568	298.477
SE P.Astério - Amp p/ 26,6 MVA	15.952	322.808	651.546		990.306	129.426	860.880
SE Castro Alves - Amp p/ 12,5 MVA		12.522	362.523		375.045		375.045
Sistema Esplanada – Entre Rios	150.703	1.356.402	506.243		2.013.348		2.013.348
LT 69 kV Catu - Entre Rios	150.703	1.325.119	342.304		1.818.126		1.818.126
SE Entre Rios - EL 69 kV		31.283	163.939		195.222		195.222

Sistema Inhambupe	1.211	207.903	2.122.587		2.331.701		2.331.701
SE Inhambupe - Amp Bco de 1,1 p/1,8 MVar	320	4.234			4.554		4.554
SE Alagoinhas - EL 69 kV		4.042	191.180		195.222		195.222
SE Inhambupe - EL 69 kV		4.042	191.180		195.222		195.222
LT 69 kV Alagoinhas - Inhambupe (Reforço)	891	195.585	1.740.227		1.936.703		1.936.703
Investimentos anuais de empreendimentos com data de entrada no Ano 4							
Empreendimentos	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Total	Retirada Propr.	Invest. Final
SE Pituaçu - 3º Trafo		22.890	1.271.685	410.797	1.705.372		1.705.372
Sistema Pituba / Candeal		33.210	1.856.931	1.294.281	3.184.422		3.184.422
SE Candeal - 4º Trafo		15.940	885.388	286.007	1.187.335		1.187.335
SE Pituba - 3º Trafo		17.270	971.543	1.008.274	1.997.087		1.997.087
Sistema Serrinha		121.033	1.977.786	2.248.240	4.347.059		4.347.059
LT 69 kV Tomba - Serrinha		121.033	1.969.702	1.865.880	3.956.615		3.956.615
SE Tomba - EL 69 kV			4.042	191.180	195.222		195.222
SE Serrinha - EL 69 kV			4.042	191.180	195.222		195.222

Além dos investimentos de cada empreendimento, estão relacionadas, a seguir, algumas definições e dados utilizados nas análises.

- a) Mercado da área de influência (MW) – são as demandas máximas anuais previstas para a área de influência de cada empreendimento, para um horizonte de 25 anos.
- b) Oferta atual (MW) – máxima demanda possível de ser atendida pelo sistema elétrico atual, sem necessidade de execução de obras.
- c) Oferta do projeto (MW) – acréscimo na capacidade de atendimento do sistema elétrico atual decorrente da execução dos empreendimentos.
- d) Mercado do projeto (MW) – parcela do mercado da área de influência que excede a oferta atual do sistema de distribuição e que será atendida pelo empreendimento. Este valor tem como limite máximo o valor da oferta do projeto.
- e) Abertura do mercado em classes de consumo – distribuição do mercado da área de influência de cada projeto por classe de consumo (Residencial, Comercial, Rural, Irrigação e Outros).
- f) Tarifa média de venda (R\$ / MWh) – tarifa média por classe de consumo, com e sem ICMS, utilizada para calcular a receita obtida com a

venda de energia aos consumidores localizados na área do estudo. Como a data base dos investimentos foi o ano de 1998, as tarifas médias adotadas no estudo são também dessa época.

g) Custo do suprimento de energia (R\$ / MWh) – preço utilizado para o cálculo do montante de energia comprada para atender aos consumidores e às perdas do sistema elétrico. Do mesmo modo que as tarifas de venda, o custo de energia adotado foi o de 1998.

h) Custo de O&M – percentual do investimento anual acumulado que será empregado com a operação e manutenção do sistema elétrico e utilizado para o cálculo do custo anual com a operação e manutenção do sistema elétrico. O valor adotado foi da ordem de 4% (valor fictício).

i) Taxa de remuneração do capital – foi adotado o valor do WACC calculado pela ANEEL para o primeiro ciclo de revisões tarifárias, igual a 11,26%, como sendo a remuneração mínima para os investimentos realizados pela empresa.

j) Benefício de redução de perdas – não foi considerado no caso exemplo o benefício por redução de perdas, uma vez que a base do estudo não apresentava este dado, e foi impossível reproduzir os cálculos realizados na época, apesar do fato de que sua consideração contribuiria para tornar os investimentos mais atrativos, uma vez que a empresa receberia uma receita adicional para arcar com estes custos (FERREIRA, SANTOS e LIMA, 2004).

k) CCC – Conta de Consumo de Combustíveis (R\$ / MWh) – embora os fluxos originais utilizados não descontem este encargo setorial, ele foi considerado no estudo para aproximar as simulações da realidade atual.

l) CDE – Conta de Desenvolvimento Energético (R\$ / MWh) – na época esse encargo não existia porém, do mesmo modo que a CCC, ele foi considerado no estudo para aproximar as simulações da realidade atual.

m) TFSEE (%) – taxa obrigatória para o setor elétrico, correspondendo a 0,5% da Margem Bruta Anual – Receita Bruta descontada do suprimento de energia, PIS/COFINS, ICMS e RGR.

n) RGR (%) – foi utilizado o percentual de 2,5% sobre o investimento depreciado.

- o) P&D (%) – foi utilizada uma simplificação da metodologia apresentada no Ofício Circular nº911, de 07 de junho de 2006, da SFF/ANEEL, com a aplicação do percentual de 1,0% sobre a Receita Bruta descontada do PIS/COFINS, ICMS, RGR, CCC e CDE. O referido ofício encontra-se no Anexo 1.
- p) PIS/COFINS (%) – como as tarifas da época contemplavam a taxa de 2,65% foi adotado esse percentual para compatibilizar com as receitas resultantes dessas tarifas.
- q) CSSL – Contribuição Social sobre o Lucro (%) – foi utilizada a alíquota atual de 9% sobre a receita bruta descontada do suprimento de energia, O&M, PIS/COFINS, ICMS, RGR, P&D, CCC, CDE, TFSEE e depreciação.
- r) IRPJ – Imposto de Renda Pessoa Jurídica (%) – segundo a Legislação Tributária, para empresas com lucro acima de R\$ 240.000,00, a alíquota incidente sobre a receita de qualquer empreendimento é igual a 25%, aplicados sobre a mesma base utilizada para o cálculo da CSSL.

6.1 ANÁLISE DO RETORNO DE UM PLANO DE OBRAS – PRÁTICA ATUAL

A partir dos dados apresentados, foram montados os fluxos de caixa para os empreendimentos listados na Tabela 6.1, em planilha eletrônica Excel conforme os modelos apresentados nas Tabelas 6.2 e 6.3, a seguir. Foram escolhidas essas obras por apresentarem perfis de acréscimo de mercado diferentes, uma da outra, o que gera perfis de fluxos de caixa líquidos (que são proporcionais aos acréscimos de receita) também bastante diferenciados, como podem ser vistos nas Figuras 10 e 12 que estão relacionadas, respectivamente, às Tabelas 6.2 e 6.3. Para ficar mais claro, nas Figuras 11 e 13 são apresentados os acréscimos de mercado associados a cada empreendimento e a taxa de incremento anual desses mercados, que explicam os perfis de receita encontrados para cada um.

ENTRE RIOS - Ampliação de Banco de Capacitores

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Mercado do projeto (MWh)			1.422,8	2.026,0	2.036,7	2.046,4	2.055,3	2.064,0
Taxa de crescimento do mercado (%)				42%	1%	0%	0%	0%
Investimento = Base Bruta	775,00	36.552,00						
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%		1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83
Investimento Depreciado (R\$)			35.565,17	33.803,33	32.041,50	30.279,66	28.517,83	26.755,99

Receita - R\$

Receita Bruta (Mercado x Tarifa c/ICMS)			185.602,78	264.963,83	267.059,92	268.958,24	270.483,29	271.801,96
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)			147.522,64	210.431,37	211.923,39	213.276,52	214.394,68	215.394,29

Descontos - R\$

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Compra de energia			(52.490,01)	(74.594,82)	(74.847,02)	(75.068,78)	(75.264,97)	(75.461,08)
O&M			(746,54)	(746,54)	(746,54)	(746,54)	(746,54)	(746,54)
PIS/COFINS (da receita bruta)	2,65%		(4.918,47)	(7.021,54)	(7.077,09)	(7.127,39)	(7.167,81)	(7.202,75)
ICMS	25,0%		(38.080,14)	(54.532,46)	(55.136,53)	(55.681,71)	(56.088,61)	(56.407,67)
RGR (do investimento deprec)	2,50%		(889,13)	(845,08)	(801,04)	(756,99)	(712,95)	(668,90)
P&D (da receita bruta)	1%		(1.251,54)	(1.789,83)	(1.803,39)	(1.815,72)	(1.825,90)	(1.834,97)
CCC (R\$/MWh)	10,33		(14.697,34)	(20.928,07)	(21.038,63)	(21.139,22)	(21.231,12)	(21.321,48)
CDE (R\$/MWh)	1,31		(1.863,85)	(2.654,00)	(2.668,02)	(2.680,77)	(2.692,43)	(2.703,89)
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%		(446,13)	(639,85)	(645,99)	(651,62)	(656,24)	(660,31)
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%		(1.761,83)	(1.761,83)	(1.761,83)	(1.761,83)	(1.761,83)	(1.761,83)
CSLL (receita bruta - encargos)	9%		(6.161,20)	(8.950,48)	(9.048,05)	(9.137,49)	(9.210,14)	(9.272,93)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%		(17.114,45)	(24.862,45)	(25.133,46)	(25.381,91)	(25.583,72)	(25.758,14)
Depreciação	4,72%		1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83
Fluxo de Caixa Líquido	(775,00)	(36.552,00)	46.943,98	67.398,71	68.114,17	68.770,09	69.302,86	69.763,32

VPL	R\$ 461.073,86
TIR	144,36%
Tempo de Retorno - anos	1,89

Tabela 6.2 – Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise tradicional – SE Entre Rios

SÃO FELIPE - Ampliação da SE para 12,5 MVA

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Mercado do projeto (MWh)		2.119,78	3.349,57	4.566,97	5.801,53	7.085,67	8.355,64	9.641,16
Taxa de crescimento do mercado (%)			58%	36%	27%	22%	18%	15%
Investimento = Base Bruta	298.477,00							
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11
Investimento Depreciado (R\$)		284.388,89	270.300,77	256.212,66	242.124,54	228.036,43	213.948,31	199.860,20
Receita - R\$								
Receita Bruta (Mercado x Tarifa c/ICMS)		283.664,13	449.144,65	613.430,89	780.644,09	954.921,79	1.126.736,28	1.300.119,35
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)		225.254,80	356.430,48	486.536,66	618.806,04	756.573,74	892.521,27	1.029.839,83

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Descontos - R\$								
Compra de energia		(88.993,47)	(140.044,30)	(190.172,13)	(240.614,75)	(292.728,21)	(343.865,66)	(395.283,93)
O&M		(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)
PIS/COFINS (da receita bruta)	2,65%	(7.517,10)	(11.902,33)	(16.255,92)	(20.687,07)	(25.305,43)	(29.858,51)	(34.453,16)
ICMS	25,0%	(58.409,32)	(92.714,17)	(126.894,23)	(161.838,05)	(198.348,05)	(234.215,01)	(270.279,53)
RGR (do investimento deprec)	2,50%	(7.109,72)	(6.757,52)	(6.405,32)	(6.053,11)	(5.700,91)	(5.348,71)	(4.996,50)
P&D (da receita bruta)	1%	(1.859,54)	(2.987,82)	(4.107,16)	(5.245,36)	(6.430,90)	(7.600,54)	(8.781,67)
CCC (R\$/MWh)	10,33	(21.897,36)	(34.601,05)	(47.176,82)	(59.929,77)	(73.194,93)	(86.313,75)	(99.593,16)
CDE (R\$/MWh)	1,31	(2.776,92)	(4.387,94)	(5.982,73)	(7.600,00)	(9.282,22)	(10.945,89)	(12.629,92)
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%	(608,17)	(988,63)	(1.368,52)	(1.757,26)	(2.164,20)	(2.567,24)	(2.975,53)
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%	(14.088,11)	14.088,11	(14.088,11)	(14.088,11)	(14.088,11)	(14.088,11)	(14.088,11)
CSLL (receita bruta - encargos)	9%	(6.699,14)	(14.659,15)	(17.550,94)	(23.117,50)	(28.953,84)	(34.736,70)	(40.596,15)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%	(18.608,72)	(40.719,87)	(48.752,60)	(64.215,27)	(80.427,32)	(96.490,83)	(112.767,07)
Depreciação	4,72%	14.088,11	(14.088,11)	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11
Fluxo de Caixa Líquido	(298.477,00)	63.215,13	93.412,33	142.794,99	183.616,42	226.416,25	268.823,90	311.793,18

VPL	R\$ 2.482.501,88
TIR	48,62%
Tempo de Retorno - anos	3,52

Tabela 6.3 – Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise tradicional – SE São Felipe

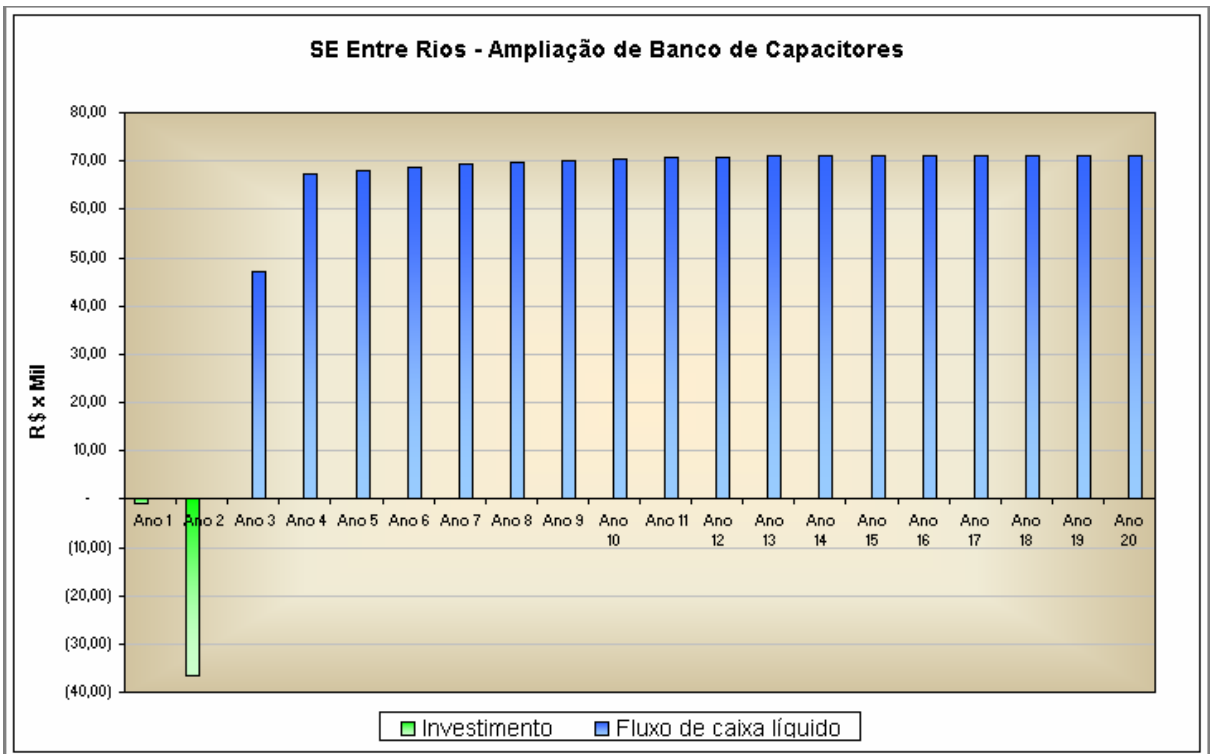


Figura 10 – Plotagem do fluxo de caixa tradicional da SE Entre Rios

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando-se o gráfico apresentado na Figura 10 nota-se que a receita praticamente estabiliza a partir do 6º ano, ou seja, o benefício do mercado adicional esgota-se. Este comportamento pode ser explicado pelo fato de ser uma obra onde o mercado agregado é intenso nos primeiros anos (pode-se verificar na Tabela 6.2 que o crescimento do mercado do primeiro para o segundo ano de operação é de 42%) e já praticamente estabiliza a partir do 6º ano. Como os primeiros anos são atualizados por uma taxa maior $(1/(1+r))^i$, onde r é a taxa de atualização e i é o tempo, em anos) a taxa de retorno resultante é de 144,36% (12,8 vezes o WACC) e o tempo de retorno é de 1,89 anos. Na Figura 11 é apresentado o acréscimo de mercado devido à entrada em operação dessa obra e pode-se verificar que toda a sua contribuição praticamente se esgota no primeiro ano.

Já no gráfico apresentado na Figura 12, observa-se um perfil de mercado bem diferente do anterior.

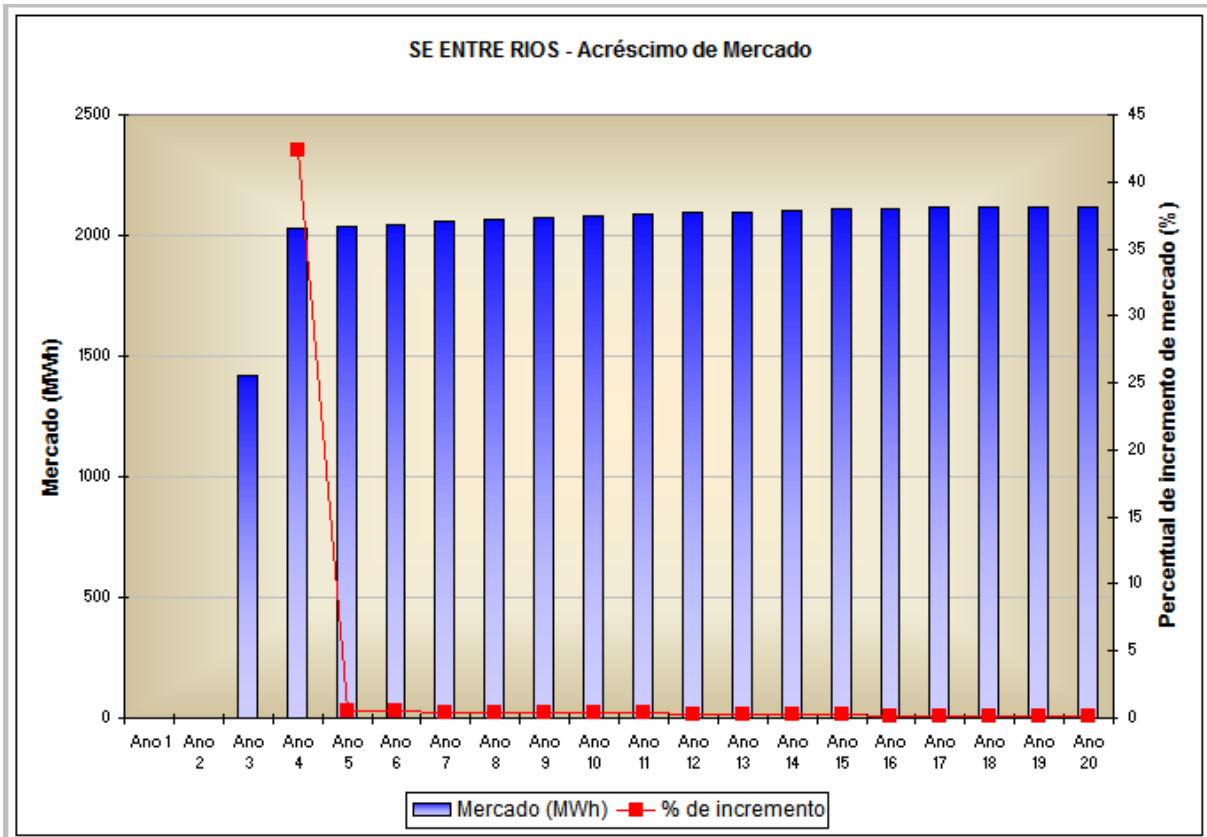


Figura 11 – Crescimento de mercado na SE Entre Rios
 Fonte: Elaborado pelo autor

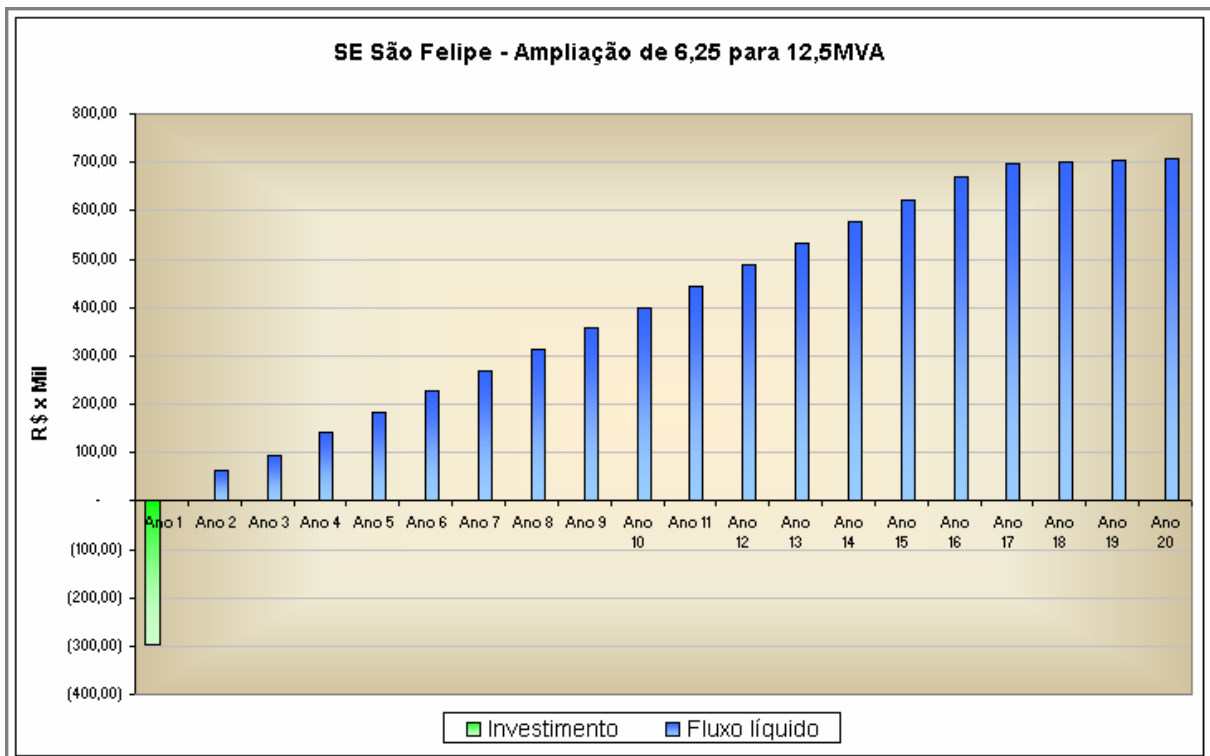


Figura 12 - Plotagem do fluxo de caixa tradicional da SE São Felipe
 Fonte: Elaborado pelo autor

No fluxo apresentado na Figura 12, onde é visto o gráfico de outro empreendimento, observa-se que a receita adicional só deixa de existir no 18º ano, quando não existe mais agregação de mercado. Na Figura 13 é apresentado o acréscimo de mercado devido à entrada em operação dessa obra e pode-se verificar que o mercado tem acréscimos adicionais até o 17º ano.

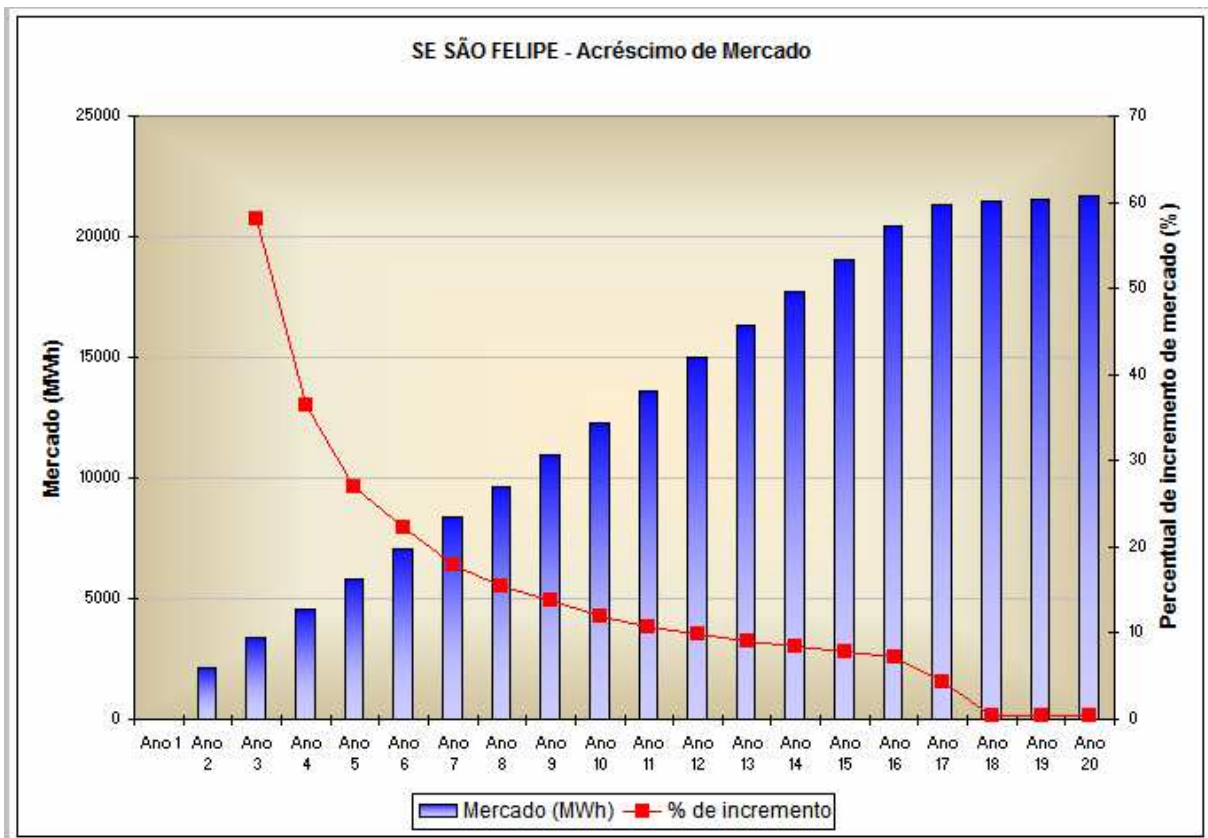


Figura 13 – Crescimento de mercado na SE São Felipe

Fonte: Elaborado pelo autor

Ao se comparar dois empreendimentos com o mesmo montante investido e o mesmo acréscimo de mercado, um com um perfil igual ao da Figura 10 e outro igual ao da Figura 12, o empreendimento similar ao da Figura 10, com crescimento mais acentuado nos primeiros anos, apresentaria uma TIR bem superior ao da Figura 12 pelas razões já comentadas na análise da Figura 10.

6.2 VIABILIDADE DE UM PLANO DE INVESTIMENTOS INCORPORANDO AS REGRAS REGULATÓRIAS

Esta simulação evidencia a mudança no critério de cálculo da receita, que será obtida a partir da aplicação da taxa de remuneração definida na revisão sobre o montante do acréscimo na base de remuneração depreciada, quando o empreendimento é considerado a partir da próxima revisão tarifária e passa a incorporar a BRR da empresa.

Na Tabela 6.4, a seguir, está apresentada a planilha do mesmo empreendimento da Tabela 6.2, SE Entre Rios, sob o enfoque regulatório, levando-se em consideração que ela entrou em operação no Ano2, que é o ano seguinte à revisão tarifária e tem um acréscimo de receita proporcionado pelo mercado adicional até o Ano5, quando ocorre a próxima revisão tarifária. Nesse momento, o mercado incremental é incorporado às tarifas e a sua receita passa a ser a remuneração sobre a base com 3 anos de depreciação acumulada. De acordo com a premissa adotada, foi considerado que todos os investimentos tiveram o Índice de Aproveitamento igual a 100% (a não consideração do Índice de Aproveitamento integral na incorporação dos investimentos na Base de Remuneração é um dos riscos regulatórios a que a concessionária está exposta na Revisão Periódica).

É importante observar que a incorporação da regulação na análise de viabilidade evidencia um benefício no compartilhamento dos ganhos da empresa com o consumidor, após a revisão tarifária. Desta forma; a receita extra é capturada no momento da revisão periódica, em forma de modicidade tarifária. Um fato que se deve chamar a atenção é que essa análise é válida para obras que não foram consideradas no montante de investimentos utilizados para o cálculo do Fator x_e pois, se todos os investimentos do período tarifário e seus respectivos mercados estiverem retratados no x_e , não existirá mercado adicional.

ENTRE RIOS - Ampliação de Banco de Capacitores

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
Mercado do projeto (MWh)			1.422,78	2.025,95	2.036,65		
Investimento = Base Bruta	775,00	36.552,00					
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%		1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83	1.761,83
Investimento Depreciado (R\$)			35.565,17	33.803,33	32.041,50	30.279,66	28.517,83
Receita - R\$							
Receita Bruta (Mercado x Tarifa c/ICMS)			185.602,78	264.963,83	267.059,92		
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)			147.522,64	210.431,37	211.923,39		
WACC antes impostos 17,06%							
Remuneração - R\$ - WACC x Inv. Depreciado						5.466,47	5.165,89
Receita = Remuneração + Depreciação (Quota de Reintegração)						7.228,31	6.927,73
Descontos - R\$							
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
Compra de energia			(52.490,01)	(74.594,82)	(74.847,02)		
O&M			(746,54)	(746,54)	(746,54)		
PIS/COFINS (da receita bruta)	2,65%	-	(4.918,47)	(7.021,54)	(7.077,09)		
ICMS (Receita bruta - receita líquida)	25,0%	-	(38.080,14)	(54.532,46)	(55.136,53)		
RGR (do investimento deprec)	2,50%	-	(889,13)	(845,08)	(801,04)		
P&D (da receita bruta)	1%	-	(1.251,54)	(1.789,83)	(1.803,39)		
CCC (R\$/MWh)	10,33	-	(14.697,34)	(20.928,07)	(21.038,63)		
CDE (R\$/MWh)	1,31	-	(1.863,85)	(2.654,00)	(2.668,02)		
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%	-	(446,13)	(639,85)	(645,99)		
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%	-	(1.761,83)	(1.761,83)	(1.761,83)		
CSLL (receita bruta - encargos)	9%	-	(6.161,20)	(8.950,48)	(9.048,05)	(491,98)	(464,93)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%	-	(17.114,45)	(24.862,45)	(25.133,46)	(1.366,62)	(1.291,47)
Depreciação	4,72%	-	1.761,83	1.761,83	1.761,83		
Fluxo de Caixa Líquido	(775,00)	(36.552,00)	46.943,98	67.398,71	68.114,17	5.369,71	5.171,32
VPL R\$ 118.592,91							
TIR 132,64%							
Tempo de Retorno - anos 1,89							

Tabela 6.4 - Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise regulatória

SÃO FELIPE - Ampliação da SE para 12,5 MVA

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7
Mercado do projeto (MWh)		2.119,78	3.349,57	4.566,97	5.801,53		
Investimento = Base Bruta	298.477,00						
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11
Investimento Depreciado (R\$)		284.388,89	270.300,77	256.212,66	242.124,54	228.036,43	213.948,31
Receita - R\$							
Receita Bruta (Mercado x Tarifa c/ICMS)		283.664,13	449.144,65	613.430,89	780.644,09		
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)		225.254,80	356.430,48	486.536,66	618.806,04		
WACC antes imp 17,06%							
Remuneração - R\$ - WACC x Inv. Depreciado						41.307,91	38.904,40
Remuneração + Depreciação (Quota de Reintegração)						55.396,03	52.992,51
Descontos - R\$							
	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5		
Compra de energia		(88.993,47)	(140.044,30)	(190.172,13)	(240.614,75)		
O&M		(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)	(5.969,54)		
PIS/COFINS (da receita bruta)	2,65%	(7.517,10)	(11.902,33)	(16.255,92)	(20.687,07)		
ICMS	25,0%	(58.409,32)	(92.714,17)	(126.894,23)	(161.838,05)		
RGR (do investimento deprec)	2,50%	(7.109,72)	(6.757,52)	(6.405,32)	(6.053,11)		
P&D (da receita bruta)	1%	(1.859,54)	(2.987,82)	(4.107,16)	(5.245,36)		
CCC (R\$/MWh)	10,33	(21.897,36)	(34.601,05)	(47.176,82)	(59.929,77)		
CDE (R\$/MWh)	1,31	(2.776,92)	(4.387,94)	(5.982,73)	(7.600,00)		
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%	(608,17)	(988,63)	(1.368,52)	(1.757,26)		
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%	(14.088,11)	(14.088,11)	(14.088,11)	(14.088,11)		
CSLL (receita bruta - encargos)	9%	(6.699,14)	(12.123,29)	(17.550,94)	(23.117,50)	(3.717,71)	(3.501,40)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%	(18.608,72)	(33.675,81)	(48.752,60)	(64.215,27)	(10.326,98)	(9.726,10)
Depreciação	4,72%	14.088,11	14.088,11	14.088,11	14.088,11		
Fluxo de Caixa Líquido	(298.477,00)	63.215,13	102.992,25	142.794,99	183.616,42	41.351,34	39.765,02
VPL R\$ 223.057,71							
TIR 27,70%							
Tempo de Retorno - anos 3,46							

Tabela 6.5 - Planilha utilizada para montagem dos fluxos de caixa na análise regulatória

Nas Figuras 14 e 15 podem ser vistas as representações gráficas do fluxo de caixa regulatório dos empreendimentos das Figuras 10 e 12.

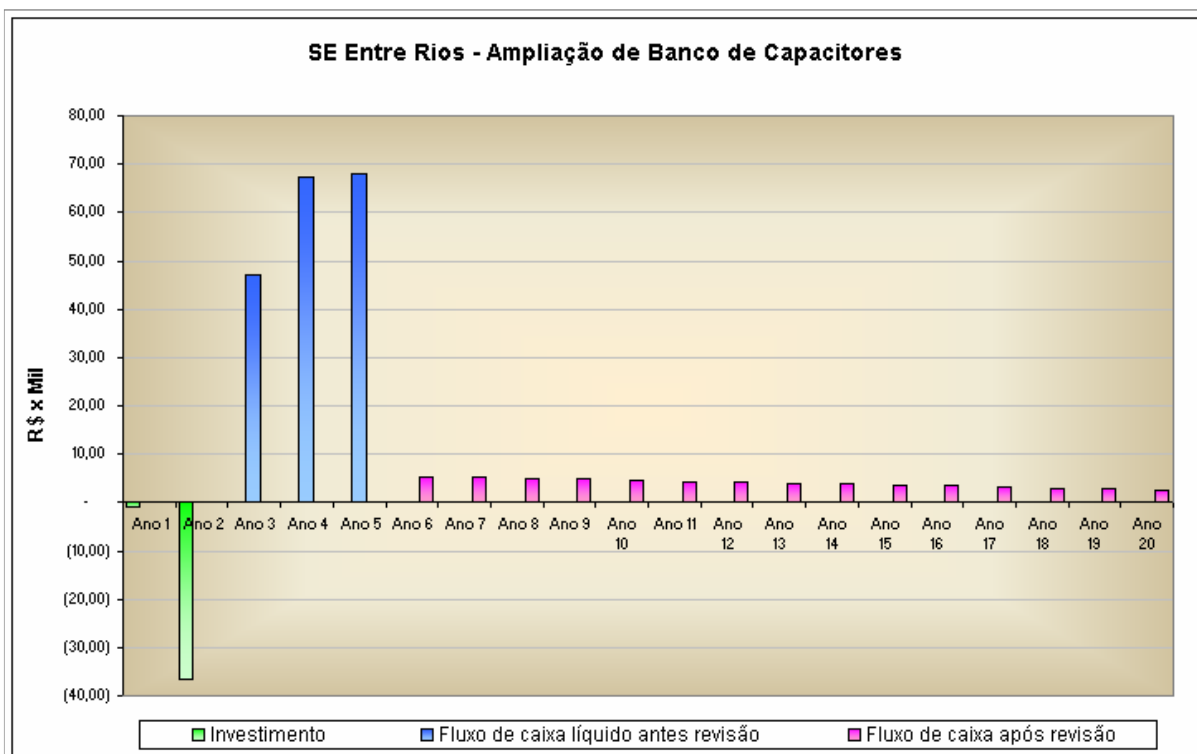


Figura 14 – Plotagem do fluxo de caixa regulatório da SE Entre Rios

Fonte: Elaborado pelo autor

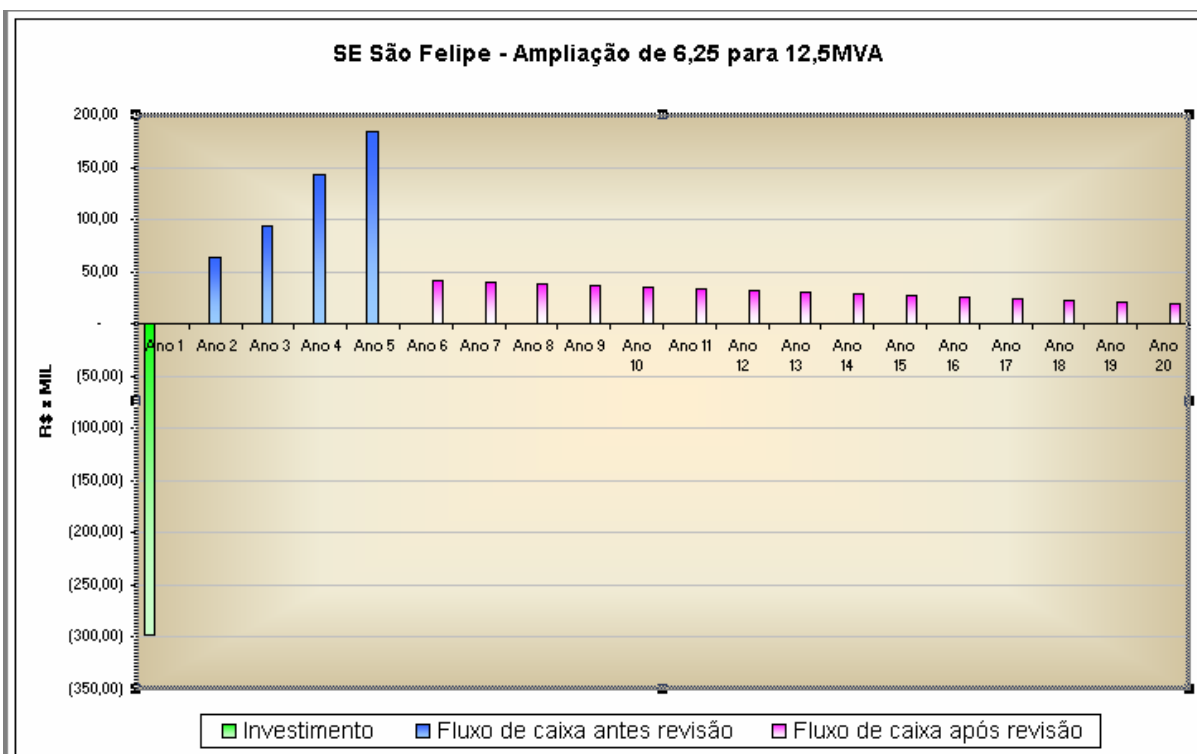


Figura 15 – Plotagem do fluxo de caixa regulatório da SE São Felipe

Fonte: Elaborado pelo autor

6.3 COMPARAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS ENCONTRADOS

A Tabela 6.6 resume os resultados obtidos a partir das simulações citadas nos itens 6.1 e 6.2. Foi estabelecido um índice que relaciona o acréscimo de mercado em MWh com o montante de capital investido no projeto, para o período anterior à primeira revisão tarifária após o comissionamento da obra, e cujo comportamento mostrou-se bastante aderente ao comportamento da TIR dos empreendimentos, podendo-se afirmar que quanto menor esse índice menor será a TIR encontrada.

Tabela 7.6 – Resultados das simulações

Data de entrada = Ano 1							
Empreendimentos	Análise tradicional		Análise regulatória		Invest. Final	Acrésc. MWh	ΔMWh /Invest.
	TIR	VPL	TIR	VPL			
SE Betania - Amp do 34,5 kV p/12,5 MVA	108,32%	5.844.695	97,72%	964.500	294.396	19.878	6,8
Bancos	78,89%	3.699.518	71,21%	1.142.315	574.966	15.563	2,7
SE São Felipe - Amp p/ 12,5 MVA	48,62%	2.482.502	27,70%	223.101	298.477	5.802	1,9
Data de entrada = Ano 2							
Empreendimentos	Análise tradicional		Análise regulatória		Invest. Final	Acrésc. MWh	ΔMWh /Invest
	TIR	VPL	TIR	VPL			
SE Jacobina - 2º Bco 1,8 MVar	258,03%	2.428.120	245,97%	414.490	54.733	6.991	12,8
SE Guanambi - EL's 13,8 e 34,5 kV	174,95%	3.283.782	161,92%	663.102	92.885	11.421	12,3
SE Entre Rios - Amp Bco p/2,4 MVar	144,36%	461.074	130,22%	115.731	37.327	2.037	5,5
SE L.Brumado - Amp p/12,5 MVA	76,92%	3.670.040	45,77%	256.777	226.766	8.631	3,8
SE Mutuipe - Amp p/ 10/12,5 MVA	57,94%	3.056.740	27,96%	186.277	298.477	7.750	2,6
SE Ibipeba - Amp p/12,5 MVA	49,38%	1.860.229	23,79%	146.479	298.962	5.006	1,7
LT 69 kV Tomba – Bravo	44,20%	2.497.668	17,05%	79.878	247.007	3.927	1,6
SE Milagres - Amp p 6,25 MVA	43,00%	1.386.054	16,40%	50.450	216.789	3.151	1,5
SE B. da Estiva - Amp p/ 12,5 MVA	42,56%	2.125.753	16,28%	73.485	320.553	3.654	1,1
Sistema Brumado 230 kV	18,19%	25.068.396	7,49%	(6.597.783)	26.364.569	87.600	0,3
SE Rio Branco / Rio das Pedras - Introdução 138 kV	7,49%	(1.877.612)	5,86%	(2.015.708)	5.853.042	16.537	0,3

Data de entrada = Ano 3							
Empreendimentos	Análise tradicional		Análise regulatória		Invest. Final	Acrésc. MWh	ΔMWh /Invest
	TIR	VPL	TIR	VPL			
SE Itaberoê - Amp Bco	702,33%	665.091	691,75%	118.531	7.457	2.831	38,0
SE Juazeiro - 7ª EL 13,8 kV	384,01%	2.071.791	369,17%	379.966	44.833	8.513	19,0
SE Posto da Mata - 4ª EL	355,32%	7.309.095	311,49%	308.452	53.163	8.317	15,6
SE D.I.Ilhéus - 6ª EL 13,8 kV	213,31%	3.155.741	161,20%	120.981	42.533	5.727	13,5
Sistema Barreiras 69 kV	186,90%	22.107.417	141,92%	1.378.916	583.448	50.375	8,6
SE Gandu - 4ª EL 13,8 kV	182,70%	2.815.501	120,10%	93.171	42.533	3.109	7,3
SE Pedrinhas - 7ª EL 13,8 kV	116,43%	372.006	84,16%	58.979	35.913	1.723	4,8
SE São Miguel - Amp p/ 12,5 MVA	115,04%	1.616.972	66,34%	89.577	74.544	2.835	3,8
SE B.J.Lapa - Amp p/ 12,5 MVA	108,99%	4.657.193	61,45%	289.371	259.030	7.383	2,9
SE M. do Chapéu - Amp p/ 6,25 MVA	80,02%	2.005.231	34,11%	110.750	174.140	3.240	1,9
SE Feira II - Amp do 34,5 kV	65,86%	5.399.779	27,66%	315.088	629.313	11.013	1,7
SE Serrinha - Amp p/ 2x12,5 MVA / Bco	65,27%	5.667.127	20,87%	162.424	482.385	7.820	1,6
SE Nazaré - Amp p/ 12,5 MVA	57,61%	3.007.026	16,77%	63.719	298.477	3.505	1,2
SE P.Astério - Amp p/ 26,6 MVA	40,46%	3.830.330	14,61%	128.169	860.880	8.893	1,0
SE Castro Alves - Amp p/ 12,5 MVA	40,37%	1.779.712	11,90%	10.757	375.045	2.678	0,7
Sistema Esplanada – Entre Rios	25,60%	5.069.552	8,24%	(352.149)	2.013.348	6.903	0,3
Sistema Inhambupe	16,05%	1.148.367	8,24%	(359.012)	2.331.701	3.996	0,2
Data de entrada = Ano 4							
Empreendimentos	Análise tradicional		Análise regulatória		Invest. Final	Acrésc. MWh	ΔMWh /Invest
	TIR	VPL	TIR	VPL			
SE Pituaçu - 3º Trafo	65,04%	11.240.466	26,07%	828.651	1.705.372	41.615	2,4
Sistema Pituba / Candéal	57,32%	31.534.241	11,30%	6.246	3.184.422	18.020	0,6
Sistema Serrinha	26,60%	9.386.316	9,01%	(472.032)	4.347.059	7.952	0,2

Pelos resultados apresentados na Tabela 6.6, verifica-se que o empreendimento da Figura 10, SE Entre Rios – ampliação de banco de capacitores para 2,4 MVar, que tem um rápido incremento no início (período que tem um maior peso no cálculo), apresenta uma TIR de 144,36% na abordagem tradicional e 130,22% na abordagem regulatória e ΔMWh / Investimento igual a 5,5, enquanto o empreendimento da Figura 12, SE São Felipe – ampliação para 12,5 MVA, que tem

um acréscimo de receita bastante diluído ao longo do horizonte, apresenta, respectivamente, TIR igual a 48,62% e 27,70% e $\Delta MWh / Investimento$ de 1,9.

As Figuras 16 a 19, a seguir, mostram os resultados apresentados na Tabela 6.6 de forma gráfica, onde são mostrados comparativos entre as taxas de retorno obtidas na análise tradicional – TIR tradicional, com as obtidas quando se incorpora a ótica regulatória – TIR regulatória, observa-se a captura do ganho extra obtido com a receita do mercado incremental onde, na abordagem pela TIR regulatória só existe até a próxima revisão tarifária. Esse fato fica bem evidenciado quando se realiza uma simulação com as obras que deveriam entrar em operação nos diferentes anos, colocando-as para entrarem no Ano5, ou seja, sem permitir que a empresa se aproprie da receita proporcionada pelo mercado adicional gerado pelo projeto, e é obtido para todas uma TIR igual ao WACC. Para os projetos que na simulação com a TIR regulatória na sua data de necessidade, apresentam um resultado inferior ao WACC, uma opção para melhorar a performance de rentabilidade seria antecipar sua entrada de forma que seja incorporado à Base de Remuneração na revisão anterior, tendo-se em mente que isso pode implicar em um índice de aproveitamento menor. Outra opção que poderia mostrar-se rentável, seria a postergação do empreendimento porém, uma vez que, se foi detectada uma data de necessidade e a obra não começa a operar, a empresa poderá infringir índices de qualidade, incorrendo em penalidades e restrições de mercado.

Os gráficos apresentam a comparação entre os empreendimentos que têm o mesmo ano de entrada em operação.

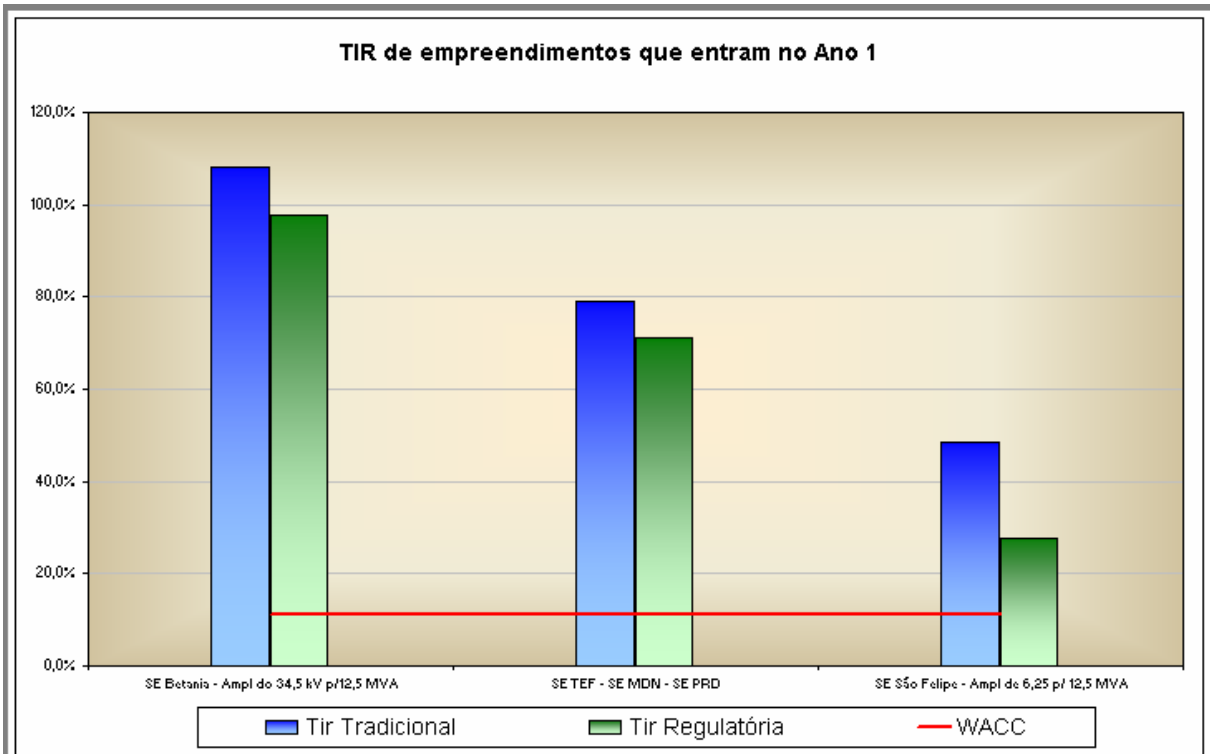


Figura 16 – Comparação entre a TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano1

Fonte: Elaborado pelo autor

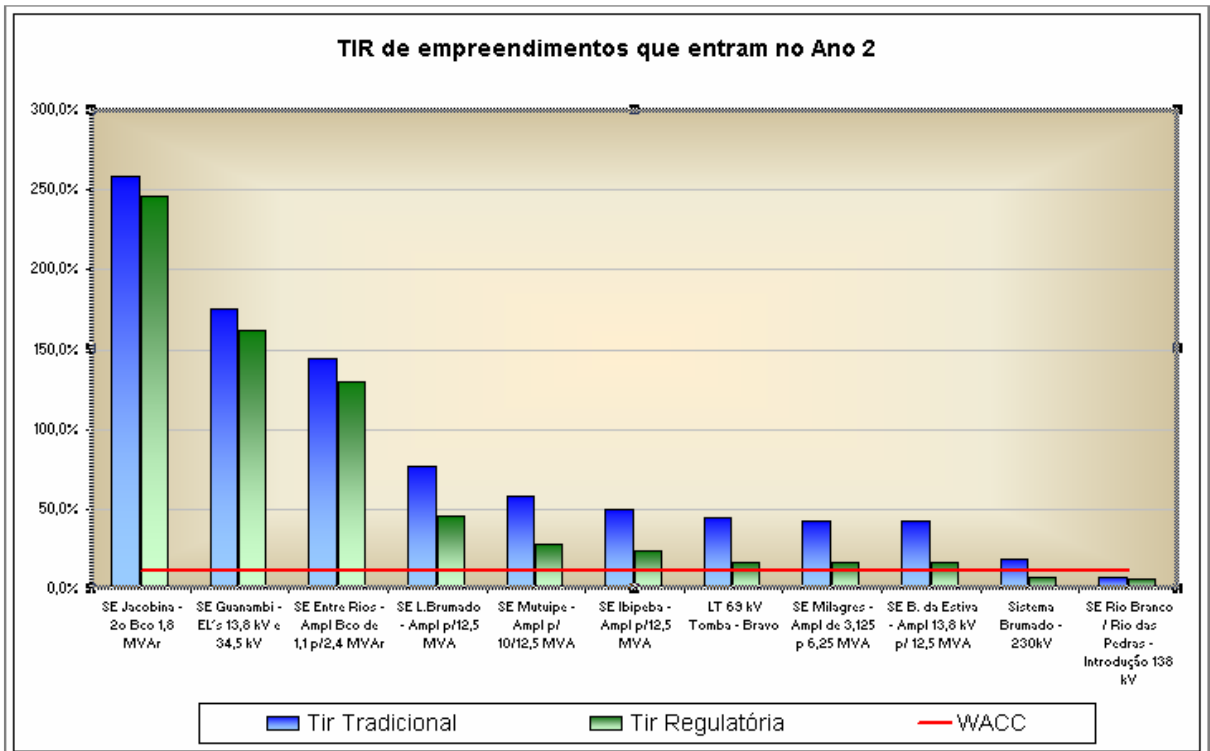


Figura 17 – Comparação entre a TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano2

Fonte: Elaborado pelo autor

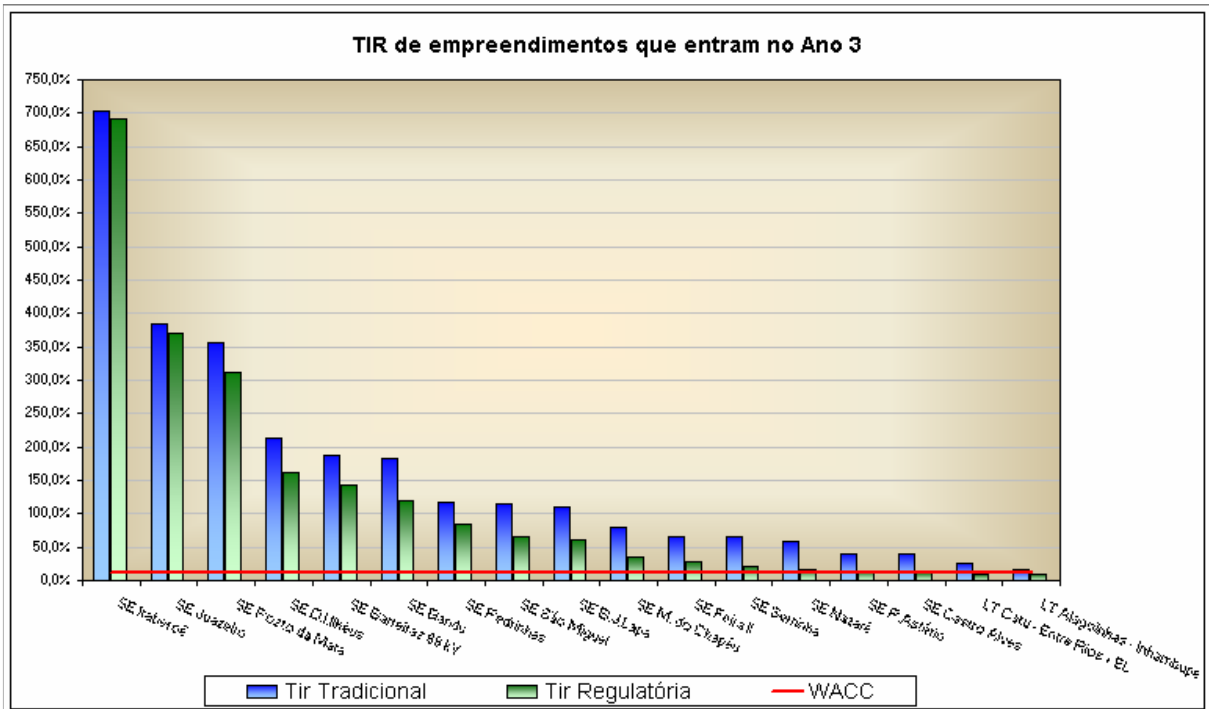


Figura 18 – Comparação entre a TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano3

Fonte: Elaborado pelo autor

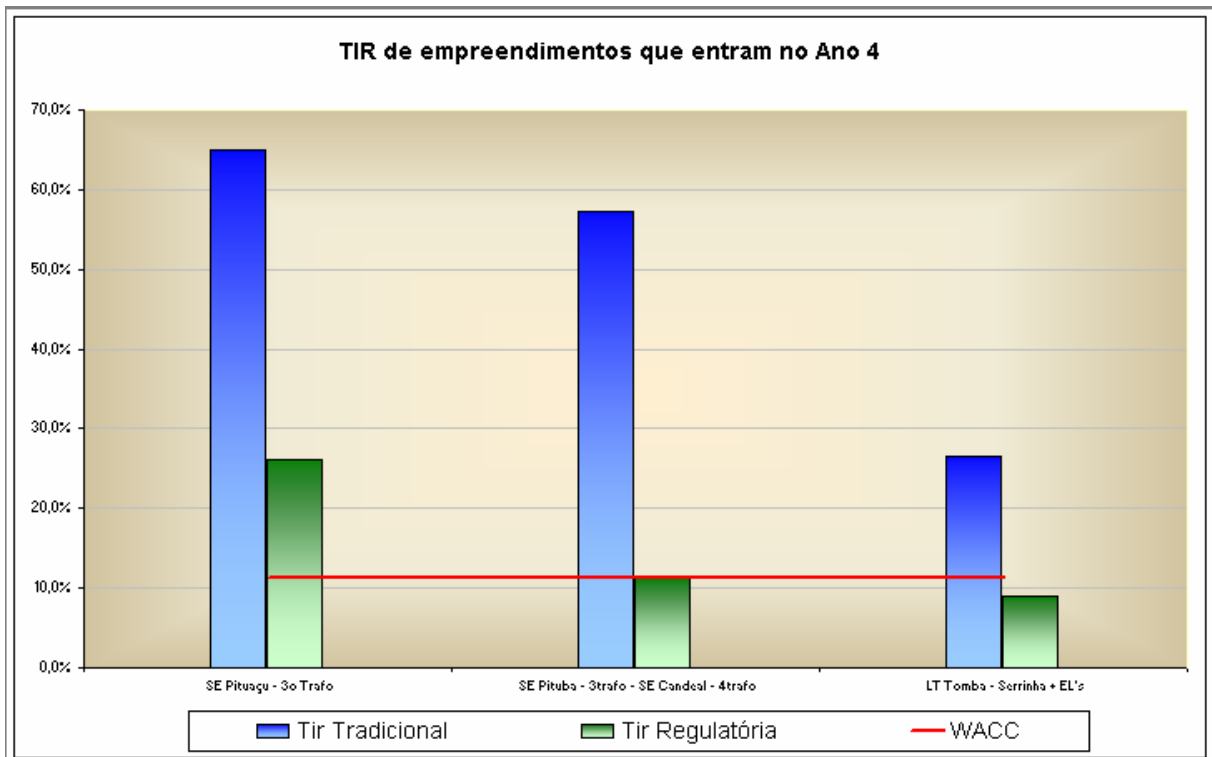


Figura 19 – Comparação entre a TIR tradicional e a TIR regulatória para empreendimentos do Ano4

Fonte: Elaborado pelo autor

Em seguida, nas Figuras 20 a 23, são apresentados os gráficos que comparam a TIR regulatória com o índice $\Delta MWh / Investimento$, calculado para todos os empreendimentos da Tabela 6.6, evidenciando que, para as condições definidas na análise, quando esse índice é menor do que 0,5, a TIR obtida é inferior ao WACC de 11,26%, ou seja, que a obra não é viável economicamente. Como o índice $\Delta MWh / Investimento$ é de fácil cálculo e se mostrou bastante aderente ao cálculo da TIR, ele pode ser utilizado como indicativo das obras que devem ser destacadas para uma análise mais criteriosa em relação à data de entrada na Base de Remuneração.

A comparação entre os empreendimentos também é realizada para o mesmo ano de entrada em operação.

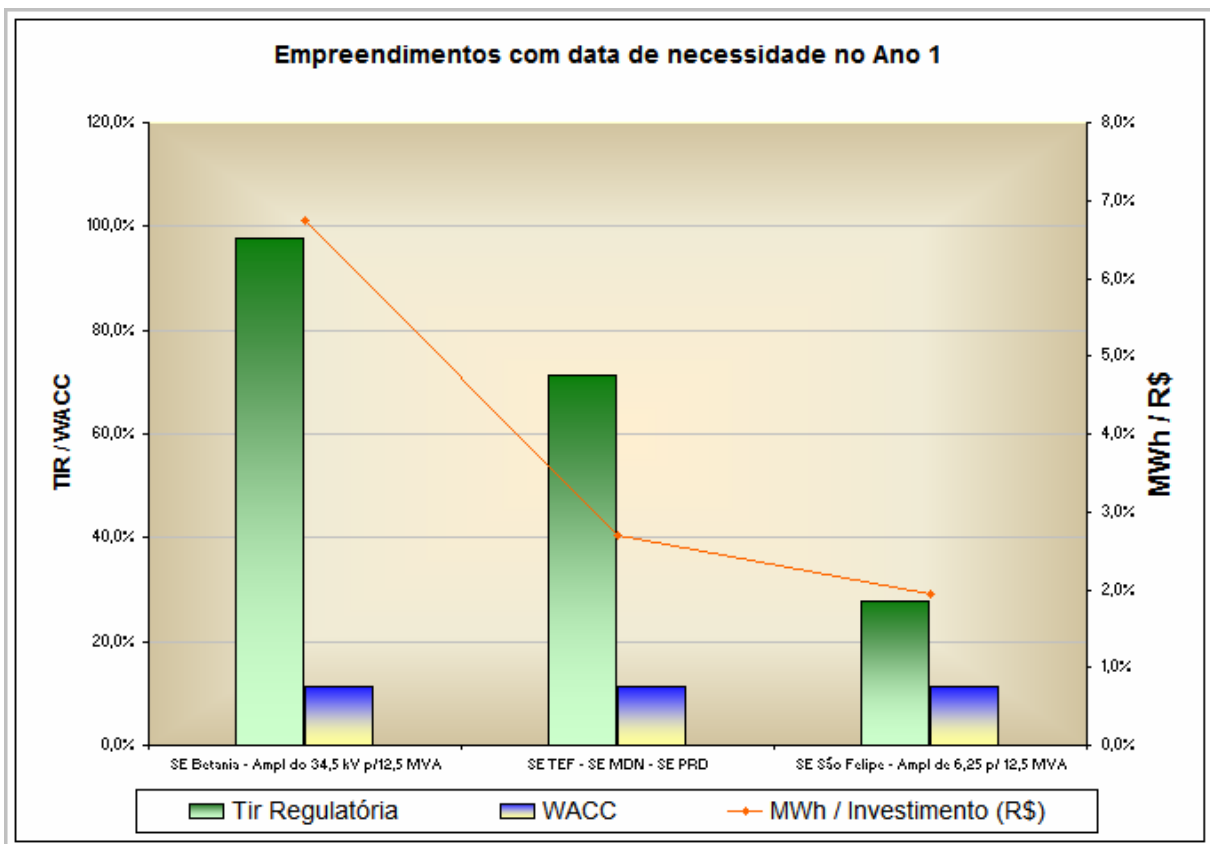


Figura 20 – Relação entre a TIR regulatória e o índice $\Delta MWh / Investimento$ para o Ano1
 Fonte: Elaborado pelo autor

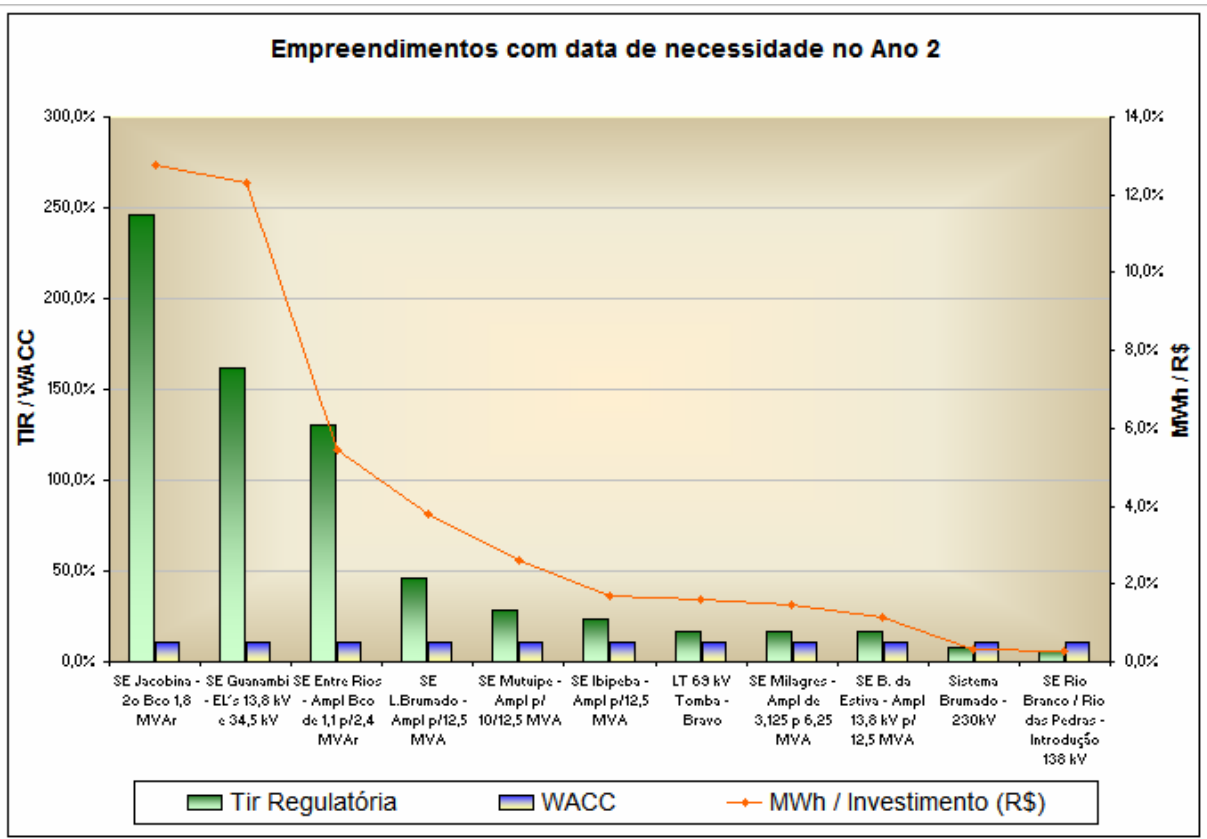


Figura 21 – Relação entre a TIR regulatória e o índice Δ MWh / Investimento para o Ano2
 Fonte: Elaborado pelo autor

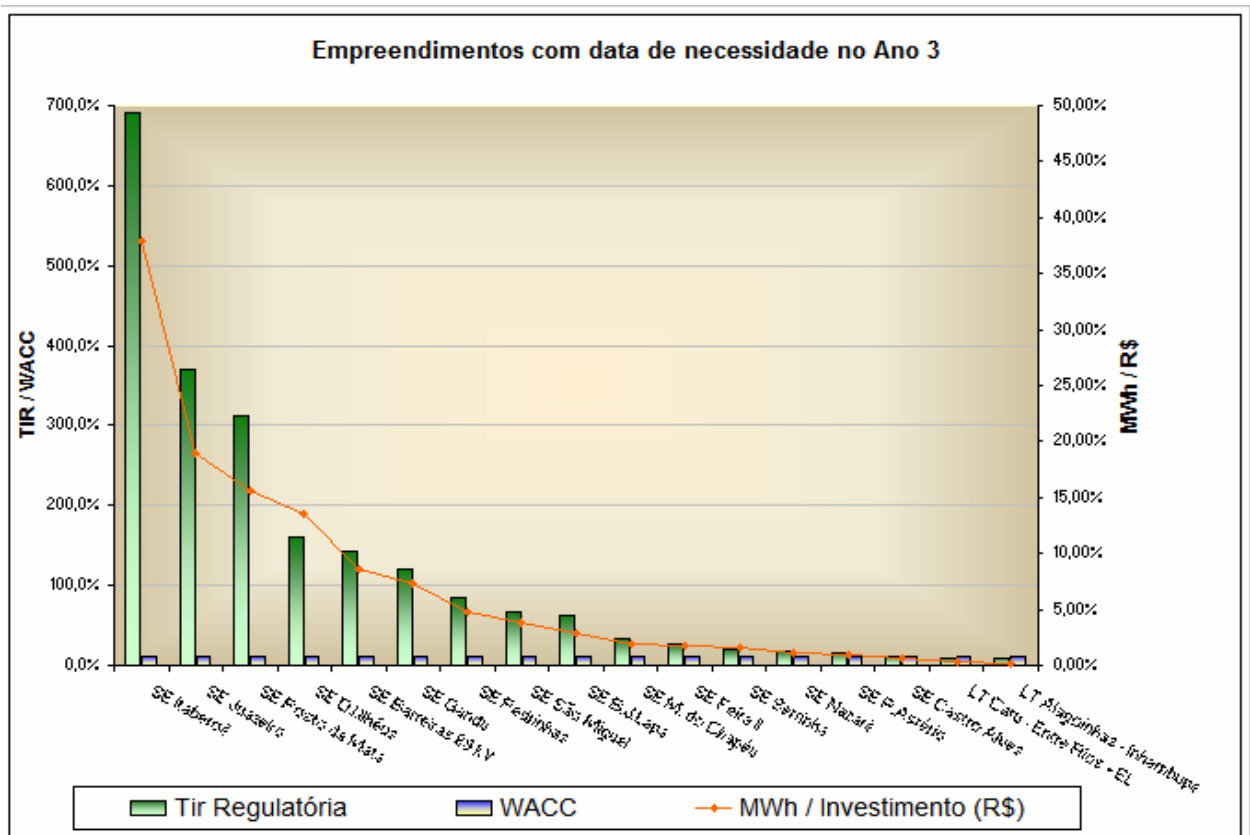


Figura 22 – Relação entre a TIR regulatória e o índice Δ MWh / Investimento para o Ano3
 Fonte: Elaborado pelo autor

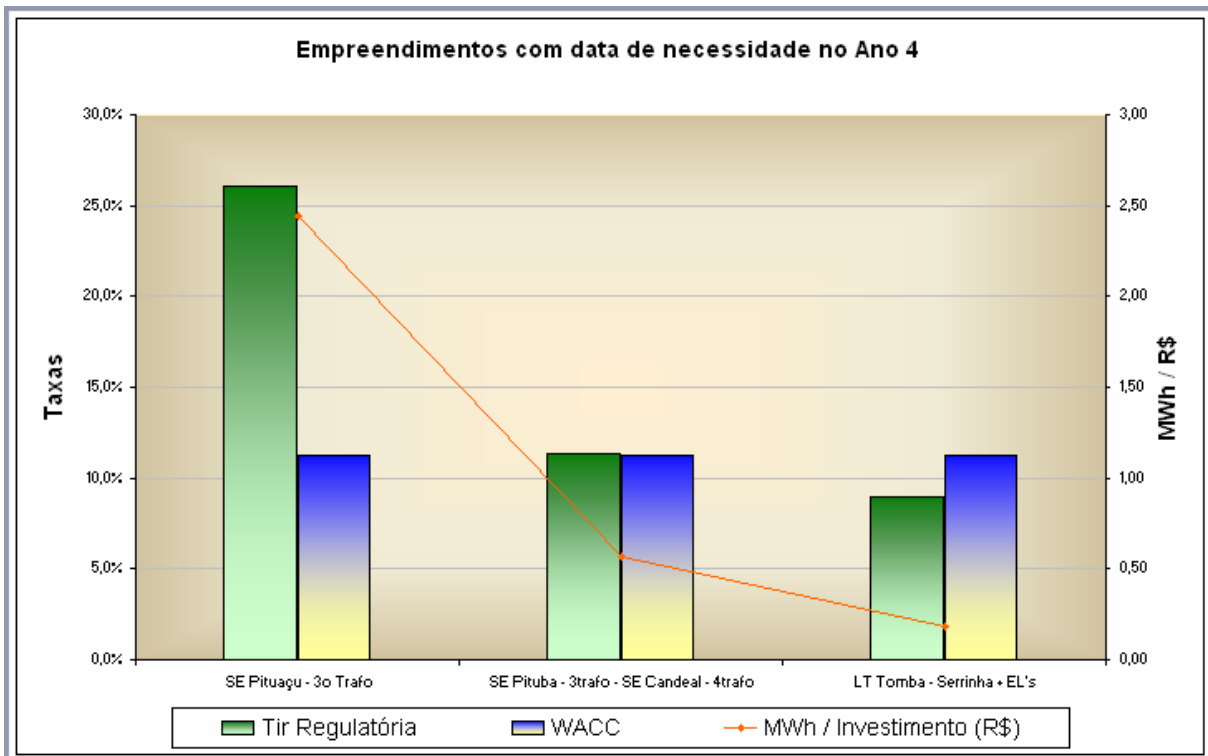


Figura 23 – Relação entre a TIR regulatória e o índice Δ MWh / Investimento para o Ano4
 Fonte: Elaborado pelo autor

Estudo SE Rio Branco / SE Rio das Pedras

Para um estudo mais detalhado, foi selecionada a obra SE Rio Branco/SE Rio das Pedras – Introdução do 138kV, pelo fato de ter obtido a pior performance nas simulações, com um índice Δ MWh / Investimento igual a 0,3, tendo apresentado a menor relação entre o VPL regulatório (-R\$2.015.708) e o capital investido (R\$5.853.042), igual a -134,44%, e a menor TIR regulatória (5,86%). Foi simulada a antecipação de sua entrada em operação para o Ano0 (ano anterior à revisão tarifária, fazendo com que entre na base da revisão anterior à sua data de necessidade), com o cálculo do índice de aproveitamento para o ano de necessidade (Ano2) e para o Ano0, com a finalidade de se avaliar o impacto na rentabilidade da obra e na remuneração da empresa quando se adota esse comportamento.

Utilizando-se a Equação 5.6, apresentada no item 5.1.2.1, calcula-se o IAS = Índice de Aproveitamento de Subestações, definido na Resolução ANEEL 493/2002:

A partir da projeção de mercado para a área de influência do projeto, apresentada na Tabela 6.7, já se pode extrair a ECC – Expectativa de Crescimento Percentual da Carga e a DM – Demanda Máxima (MVA), sendo a PTI – Potência Total Instalada, um dado do projeto. Desse modo, na Tabela 6.8, é mostrado o cálculo do IAS para a entrada do projeto no Ano2.

Tabela 6.7 – Projeção de mercado para a área de influência das SE's Rio Branco e Rio das Pedras

Projeto:	SE RIO BRANCO - SE RIO DAS PEDRAS - INTRODUÇÃO DO 138kV															
	Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Mercado																
Potência (Mw)	30,2	32,3	34,2	36,3	38,3	40,8	43,1	45,5	47,8	50,2	52,5	54,9	57,2	59,6	61,9	64,3
Energia Res (GWh)	4,5	5,0	5,6	6,2	6,8	7,3	7,8	8,4	8,9	9,4	10,0	10,6	11,1	11,7	12,2	12,8
Energia Com (GWh)	4,8	5,3	5,9	6,5	7,2	7,7	8,3	8,9	9,4	10,0	10,6	11,2	11,8	12,3	12,9	13,5
Energia Ind (GWh)	30,0	33,7	36,8	39,6	42,4	45,4	48,3	51,2	54,0	56,8	59,5	62,1	64,7	67,3	69,9	72,5
Energia Rur (GWh)	16,2	17,6	19,1	20,5	22,0	23,6	25,2	26,8	28,5	30,3	32,1	34,0	35,9	37,9	39,9	42,0
Energia Irr (GWh)	35,4	37,0	38,8	41,5	44,1	47,1	49,8	52,6	55,3	58,1	60,9	63,7	66,5	69,4	72,2	75,1
Energia Out (GWh)	1,4	1,9	2,3	2,7	2,9	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,3	5,5
Energia Total (GWh)	92,3	100,6	108,5	117,1	125,5	134,3	142,7	151,4	159,9	168,6	177,4	186,0	194,8	203,6	212,5	221,4
Fator Carga (%)	36,8%	37,5%	38,2%	38,9%	39,5%	39,7%	39,8%	40,0%	40,2%	40,4%	40,5%	40,6%	40,8%	40,9%	41,0%	41,1%
Perdas (GWh)	4,8	5,5	6,0	6,5	6,9	7,3	7,7	8,1	8,5	8,8	9,1	9,4	9,6	9,9	10,1	10,3
Perdas (%)	5,0%	5,1%	5,2%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,0%	4,9%	4,9%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,5%
Balanco Potência																
Oferta Atual (Mw)	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Oferta Projeto - Acréscimo (Mw)				13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Déficit s/ Proj.(Mw)	5,9	3,7	1,8	(0,3)	(2,3)	(4,8)	(7,1)	(9,5)	(11,8)	(14,2)	(16,5)	(18,9)	(21,2)	(23,6)	(25,9)	(28,3)
Déficit of Proj.(Mw)	5,9	3,7	1,8	12,7	10,7	8,2	5,9	3,5	1,2	(1,2)	(3,5)	(5,9)	(8,2)	(10,6)	(12,9)	(15,3)
Venda do Projeto (Mw)	(5,9)	(3,7)	(1,8)	0,3	2,3	4,8	7,1	9,5	11,8	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Venda do Projeto (GWh)	(18,8)	(12,3)	(6,0)	1,0	7,9	16,5	24,8	33,2	41,5	46,0	46,1	46,3	46,4	46,6	46,7	46,9
Tarifa Média Venda s/Imp (R\$/MWh)	75,2	75,6	76,0	76,2	76,3	76,4	76,5	76,6	76,7	76,7	76,8	76,9	77,0	77,0	77,1	77,1
Tarifa Média Venda c/Imp (R\$/MWh)	85,5	86,1	86,7	87,0	87,3	87,4	87,5	87,6	87,8	87,9	88,0	88,1	88,2	88,3	88,4	88,4

Tabela 6.8 - Cálculo do IAS para a data de necessidade do projeto SE Rio Branco/SE Rio das Pedras –Introdução do 138kV

Potência total instalada (MVA)	50															
Demanda máxima (MVA)	37,0															
FUS (%)	74%															
TCA	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
(1+TCA)	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Produto = ECC	164%															
IAS (%)	121,6%	100%														

Como o valor do IAS é limitado a 100%, o ativo terá todo o seu custo reconhecido, observando a depreciação ocorrida entre sua data de entrada em operação e a revisão tarifária posterior.

O fluxo resultante e os respectivos VPL, TIR e Tempo de Retorno estão apresentados na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 - Planilha do fluxo de caixa do projeto SE Rio Branco/SE Rio das Pedras – Introdução do 138kV na data de necessidade = Ano2

SE RIO BRANCO - SE RIO DAS PEDRAS - INTRODUÇÃO DO 138kV									
		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Mercado do projeto (MWh)			0,00	953,24	7.949,11	16.537,38			
Investimento = Base Bruta		1.638.371,00	4.214.671,00						
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%			276.263,58	276.263,58	276.263,58	276.263,58	276.263,58	276.263,58
Investimento Depreciado (R\$)				5.576.778,42	5.300.514,84	5.024.251,25	4.747.987,67	4.471.724,09	4.195.460,51
Receita - R\$									
Receita Bruta (Mercado x Tarifa c/ICMS)				82.938,31	693.663,27	1.444.948,26			
Receita Líquida (Mercado x Tarifa liq)				72.625,59	606.874,80	1.263.680,34			
VACC antes imp	17,06%								
Remuneração - R\$ - VACC x Inv. Depreciado							857.167,71	810.035,47	762.903,23
Receita = Remuneração - Depreciação (Quota de Reintegração)							1.133.431,30	1.086.299,05	1.039.166,81
Descontos - R\$		Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8
Compra de energia				(35.108,47)	(292.732,05)	(608.842,07)			
O&M				(117.060,84)	(117.060,84)	(117.060,84)			
PIS/COFINS (da receita bruta)	2,65%			(2.197,87)	(18.382,08)	(38.291,13)			
ICMS	25,0%			(10.312,72)	(86.788,47)	(181.267,91)			
RGR (do investimento deprec)	2,50%			(139.419,46)	(132.512,87)	(125.606,28)			
P&D (da receita bruta)	1%			800,87	(3.634,52)	(9.072,88)			
CCC (R\$/MWh)	10,33			(9.847,00)	(82.114,33)	(170.831,13)			
CDE (R\$/MWh)	1,31			(1.248,75)	(10.413,34)	(21.683,97)			
Taxa ANEEL (da receita bruta)	0,50%			520,50	(816,24)	(2.454,70)			
Depreciação (sobre Base Bruta)	4,72%			(276.263,58)	(276.263,58)	(276.263,58)			
CSLL (receita bruta - encargos)	9%			45.647,91	29.434,95	9.576,56	(77.145,09)	(72.903,19)	(68.661,29)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%			126.799,75	81.763,76	26.601,56	(214.291,93)	(202.508,87)	(190.725,81)
Depreciação	4,72%			276.263,58	276.263,58	276.263,58			
Fluxo de Caixa Líquido		(1.638.371,00)	(4.214.671,00)	(58.487,75)	60.407,25	206.035,46	841.994,27	810.886,99	779.779,71
VPL		(R\$ 2.016.627,61)							
TIR		5,86%							
Tempo de Retorno - anos									

Em seguida, foi simulado que a obra entraria no Ano0, que é o ano anterior à revisão, fazendo parte da Base de Remuneração da revisão ocorrida no Ano1. Foi então simulado um novo IAS para essa nova data e os resultados encontrados estão demonstrados nas Tabelas 6.10 e 6.11.

Tabela 6.10 - Cálculo do IAS do projeto SE Rio Branco/SE Rio das Pedras –Introdução do 138kV para entrada no Ano0

Potência total instalada (MVA)	50									
Demanda máxima (MVA)	30,8									
FUS (%)	62%									
TCA	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05
(1+TCA)	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05
Produto = ECC	174%									
IAS (%)	107,2%	100%								

Pelo cálculo do IAS efetuado para a nova data de entrada do empreendimento, também foi alcançado um valor superior a 100%, não existindo prejuízo em termos do valor do ativo que irá incorporar a base. Vale ressaltar que este índice poderá ser inferior em outras situações. Cada caso vai depender do mercado atendido pela obra e pelo porte da obra em relação a esse mercado.

Tabela 6.11 – Planilha do fluxo de caixa do projeto SE Rio Branco/SE Rio das Pedras – Introdução do 138kV considerando a antecipação para o Ano0

SE RIO BRANCO - SE RIO DAS PEDRAS - INTRODUÇÃO DO 138kV							
		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimento = Base Bruta		5.853.042,00					
Depreciação (sobre Base Bruta) (R\$)	4,72%		276.263,58	276.263,58	276.263,58	276.263,58	276.263,58
Investimento Depreciado (R\$)			5.576.778,42	5.300.514,84	5.024.251,25	4.747.987,67	4.471.724,09
WACC antes imp	17,06%						
Remuneração - R\$ - WACC x Inv. Depreciado			998.564,44	951.432,20	904.299,96	857.167,71	810.035,47
Receita = Remuneração + Depreciação (Quota de Reintegração)			1.274.828,02	1.227.695,78	1.180.563,54	1.133.431,30	1.086.299,05
Descontos - R\$							
Compra de energia							
CSLL (receita bruta - encargos)	9%		(89.870,80)	(85.628,90)	(81.387,00)	(77.145,09)	(72.903,19)
IRPJ (receita bruta - encargos)	25%		(249.641,11)	(237.858,05)	(226.074,99)	(214.291,93)	(202.508,87)
Fluxo de Caixa Líquido		(5.853.042,00)	935.316,11	904.208,83	873.101,55	841.994,27	810.886,99
VPL		R\$ 0,00					
TIR		11,26%					
Tempo de Retorno - anos		22					

Pelos resultados apresentados, a decisão de antecipar a entrada deste empreendimento trouxe um benefício à empresa, uma vez que a TIR passou de 5,86% para 11,26%. Em resumo, qualquer valor diferente do WACC para a taxa de retorno obtida nas simulações, sejam valores maiores ou menores, deve-se ao período em que o investimento não faz parte da Base de Remuneração nem foi considerada no Fator x_e .

No caso estudado não houve nenhuma perda em relação ao IAS pelo fato de se ter antecipado a entrada da obra mas, em situações onde o IAS já é menor que 100% para a data real de necessidade, a antecipação deverá piorar a performance deste índice, diminuindo o valor do capital a ser incorporado à BRR e, portanto, a remuneração dos acionistas. Nesses casos a análise econômica irá indicar qual a alternativa que oferece menor perda para a empresa – antecipação para incrementar a TIR ou diminuir o IAS.

Em caso de restrição de orçamento para investimentos em obras e com base na constatação acima, as empresas podem criar estratégias que maximizem o seu retorno através da priorização de empreendimentos que apresentem perfis de incremento de receita similares ao apresentado na Figura 10 (rápido incremento de mercado no início).

Um fato que merece ser destacado nas análises apresentadas nos itens 6.1 a 6.3 é que os resultados refletem situações onde o comportamento do mercado real foi diferente do comportamento projetado para o cálculo do Fator x_e . Se tudo ocorresse exatamente como considerado no Fator x_e , a remuneração dos investimentos que entraram em operação após uma revisão seria de 11,26%, pois os valores superiores a esse patamar seriam capturados em forma de modicidade tarifária para o consumidor. Do mesmo modo, as obras que apresentaram uma TIR inferior ao WACC têm no Fator x_e uma compensação para complementar a remuneração necessária.

Com o objetivo de melhor estimar o impacto dos investimentos em um cenário de um Fator x_e bem aderente ao comportamento real, foram realizadas simulações que estão apresentadas no item 6.4.

6.4 OS INVESTIMENTOS, O FATOR X E A RECEITA DA EMPRESA

Considerando o conteúdo apresentado na Nota Técnica nº 168, de 19 de maio de 2006, da SRE/ANEEL, parte integrante do processo de Audiência Pública nº 008, ocorrido em 2006, que apresenta a proposta de metodologia de cálculo do Fator x_e para o segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas, fica evidente a intenção do regulador em exercer maior controle sobre os dados fornecidos pelas concessionárias.

No primeiro ciclo de revisões tarifárias, anterior ao Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que define as regras de comercialização de energia estabelecendo a compra antecipada de energia para atendimento à carga dos próximos cinco anos, as empresas não tinham a necessidade de investir em metodologias para previsão de mercado com um erro mínimo. Devido a este fato e à aprendizagem ao longo do primeiro ciclo revisional, os dados utilizados para o cálculo do Fator x_e , naquele ciclo, devem apresentar um desvio maior em relação ao mercado realizado do que os que serão utilizados no segundo ciclo.

Neste contexto, supõe-se que a partir do segundo ciclo de revisões, as projeções do comportamento do mercado e o elenco de obras de investimento utilizados no cálculo do Fator x_e deverão ser bem próximos do que as empresas

esperam que aconteça, uma vez que, por exemplo, o mercado informado deverá ser consistente com o informado para o MME para os próximos dez anos e as empresas deverão apresentar um plano de obras bem justificado e associado à projeção de demanda nos barramentos das subestações.

Para se analisar o comportamento do fluxo de caixa da empresa em um período entre revisões tarifárias foram realizadas simulações em uma planilha que, a partir de projeções de mercado e investimento, testa a condição de equilíbrio apresentada na Equação 5.15 (quando a equação apresenta o resultado zero, chega-se ao Fator x_e). A planilha utilizou a formulação constante da Resolução 055/2004, que difere da formulação constante da Resolução 234/2006 apenas no item tributos (PIS/COFINS e P&D), que foram retirados. Nos próximos parágrafos será descrito como se usar a planilha para se chegar ao Fator x_e . As planilhas de cálculo podem ser encontradas no Apêndice A.

A seguir estão relacionados os parâmetros e dados de entrada utilizados para as simulações:

- WACC -> foi adotado o WACC calculado pela ANEEL no primeiro ciclo de revisões igual a 11,26%, depois dos impostos;
- Imposto de renda -> foi utilizado um percentual igual a 34%, que já contempla a CSSL;
- Taxa de crescimento do mercado -> igual a 2,5% - valor fictício;
- Investimento anual em subtransmissão ($\geq 69\text{kV}$) -> valor fixo anual igual a R\$ 100.000.000;
- Capital de Giro -> 5% da receita anual (VPB) abatida de PIS/COFINS e P&D;
- Taxa de depreciação contábil -> igual a 4,72% - valor fictício;
- Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB)-> valor inicial fictício. Valores anuais igual ao valor do ano anterior adicionado aos investimentos do ano;
- Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL)-> valor da base bruta abatida da depreciação acumulada e adicionada ao Capital de Giro;
- Tarifa Média da Parcela B-> quociente da divisão da receita pelo mercado do Ano Teste. Nas simulações com Fator x_e as tarifas dos

demais anos são abatidas desse valor, nas outras simulações, a tarifa é a mesma para todos os anos;

➤ Custos da Empresa de Referência -> fictícios.

A partir desses dados foi utilizada a formulação constante na Equação 5.10 para o cálculo do fluxo de caixa.

Por fim, com os valores da BRRL inicial e os valores presente (VPL) da BRRL final e do fluxo de caixa, descontados pelo WACC, utiliza-se a Equação 5.15 para se chegar ao valor do Fator x_e que seria necessário para o equilíbrio da equação. É um cálculo iterativo que determina uma taxa interna de retorno (TIR) sobre os ativos regulatórios igual ao WACC. No momento que a TIR é igual ao WACC, a equação apresenta o resultado igual a zero.

A primeira simulação foi um Caso Base onde foi calculado o fluxo de caixa com e sem o Fator x_e para demonstração da influência deste parâmetro no resultado da empresa, utilizando-se os dados relacionados anteriormente.

A Tabela 6.12 apresenta um resumo dos dados das simulações com e sem o Fator x_e e o seu impacto sobre a receita anual e o fluxo de caixa da empresa.

Tabela 6.12 – Resultado das simulações do Caso Base

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Caso	Ano Teste	Ano Referência	Ano Referência	Ano Referência	Ano Referência	VPL
	abr/07	abr/08	abr/09	abr/10	abr/11	do
	mar/08	mar/09	mar/10	mar/11	mar/12	TOTAL
Caso Base com Fator X						
Fator x_e (%)	0,00%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/Mwh)	119,24	118,28	117,33	116,39	115,46	
Mercado Anual (Mwh)	9.225.000,00	9.778.500,00	10.365.210,00	10.987.122,60	11.646.349,96	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.156.635.823,92	1.216.187.662,89	1.278.805.654,10	1.344.647.664,87	R\$ 4.429.335.362,98
Investimento	(207.343.914,31)	(271.043.414,83)	(279.050.982,74)	(287.439.833,51)	(296.228.350,97)	(R\$ 969.264.764,09)
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	203.853.579,03	226.258.593,08	249.795.345,45	274.524.178,38	R\$ 870.440.690,33
Caso Base sem Fator X						
Fator x_e (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/Mwh)	119,24	119,24	119,24	119,24	119,24	
Mercado Anual (Mwh)	9.225.000,00	9.778.500,00	10.365.210,00	10.987.122,60	11.646.349,96	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.166.000.000,00	1.235.960.000,00	1.310.117.600,00	1.388.724.656,00	R\$ 4.497.543.664,20
Investimento	207.343.914,31	271.043.414,83	279.050.982,74	287.439.833,51	296.228.350,97	R\$ 969.264.764,09
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	209.046.440,31	237.648.897,11	268.057.985,32	300.390.143,73	R\$ 909.995.677,97
Impacto causado pelo Fator X						
Receita Anual	-	(9.364.176,08)	(19.772.337,11)	(31.311.945,90)	(44.076.991,13)	(R\$ 68.208.301,22)
Fluxo de Caixa	-	(5.192.861,28)	(11.390.304,04)	(18.262.639,87)	(25.865.965,35)	(R\$ 39.554.987,64)

A redução apresentada na receita da empresa representa a captura dos retornos superiores ao WACC dos investimentos a serem realizados para

atendimento ao mercado previsto. Adiante, quando forem apresentadas simulações com a agregação de duas obras, A e B, esse impacto ficará bem visível.

As próximas simulações se referem ao Caso Base com a adição, em momentos diferentes, de dois empreendimentos, constantes da Tabela 6.6 - A – SE Entre Rios e B – SE Rio Branco, que estão resumidos na Tabela 6.13, a seguir.

Tabela 6.13 – Investimentos utilizados para simulação

Data de entrada = Ano 2							
Empreendimentos	Análise tradicional		Análise regulatória		Invest. Final	Acrésc. MWh	Δ MWh /Invest.
	TIR	VPL	TIR	VPL			
A - SE Entre Rios - Amp Bco p/2,4 MVAR	144,36%	461.074	130,22%	115.731	37.327	2.037	5,5
B - SE Rio Branco / Rio das Pedras - Introdução 138 kV	7,49%	(1.877.612)	5,86%	(2.015.708)	5.853.042	16.537	0,3

Nas simulações apresentadas adiante, no primeiro momento foi estudado um caso com a obra na sua data de necessidade, para se avaliar as alterações sobre o Fator x_e , receita anual, investimento e fluxo de caixa, em relação ao Caso Base. Em seguida o empreendimento foi adiado e postergado para que fossem reavaliadas os impactos sobre os mesmos valores (Fator x_e , receita anual, investimento e fluxo de caixa).

A - Simulação da SE Entre Rios

A partir do Caso Base, com Fator x_e igual a 0,8031%, foi introduzido o investimento e o mercado associado a ele, e recalculado o novo Fator x_e para se avaliar qual o impacto da introdução de um investimento com índice Δ MWh/Investimento alto (o deste empreendimento é 5,5). O mercado agregado foi isolado para não influenciar as obras de distribuição e para ser analisada apenas a influência do investimento em questão sobre o Fator x_e e a receita da empresa.

Tabela 6.14 – Comparação entre Caso Base e simulação com SE Entre Rios

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Caso	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL do TOTAL
Caso Base com Fator X calculado sem o investimento						
Fator X _e (%)	0,00%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/Mwh)	119,24	118,28	117,33	116,39	115,46	
Mercado Anual (MWh)	9.225.000,00	9.778.500,00	10.365.210,00	10.987.122,60	11.646.349,96	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.156.635.823,92	1.216.187.662,89	1.278.805.654,10	1.344.647.664,87	R\$ 4.429.335.362,98
Investimento	(207.343.914,31)	(271.043.414,83)	(279.050.982,74)	(287.439.833,51)	(296.228.350,97)	(R\$ 969.264.764,09)
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	203.853.579,03	226.258.593,08	249.795.345,45	274.524.178,38	R\$ 870.440.690,33
Caso Entre Rios com novo Fator X						
Fator X _e (%)	0,00%	0,8047%	0,8047%	0,8047%	0,8047%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/Mwh)	119,24	118,28	117,33	116,39	115,45	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.156.617.652,06	1.216.316.383,24	1.278.815.581,45	1.344.564.399,72	R\$ 4.429.371.783,47
Investimento	(207.343.914,31)	(271.080.741,83)	(279.050.982,74)	(287.439.833,51)	(296.228.350,97)	(R\$ 969.234.918,09)
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	203.806.174,91	226.318.550,21	249.802.553,68	274.478.970,10	R\$ 870.424.116,37
Impacto causado pela obra - Valor com obra - Valor caso base com Fator X sem o investimento						
Fator X _e (%)	0,00%	0,0016%	0,0016%	0,0016%	0,0016%	
Receita Anual	-	(18.171,86)	128.720,35	9.927,35	(83.265,15)	R\$ 36.420,49
Investimento	-	(37.327,00)	-	-	-	(R\$ 30.154,00)
Fluxo de Caixa	-	(47.404,12)	59.957,13	7.208,23	(45.208,28)	(R\$ 16.573,97)

Como essa é uma obra que apresentou uma TIR bem superior ao WACC nos casos estudados nos itens 6.1 e 6.2, o Fator x_e passou de 0,8031% para 0,8047% para garantir que o retorno seja igual a 11.26%. Observa-se que, apesar do aumento do Fator x_e em 0,0016%, a receita apresentou um resultado positivo devido ao mercado agregado. O fluxo de caixa apresentou um resultado negativo devido ao investimento global, que ficou maior.

Depois da simulação de recálculo do Fator x_e para a situação de incorporação da nova obra no Caso Base, foram realizados alguns exercícios (adiamentos e antecipação da data de entrada) para avaliação do impacto desses eventos sobre os resultados econômicos da empresa. Os resultados dessas simulações estão apresentados na Tabela 6.15.

Tabela 6.15 – Resultados das simulações na SE Entre Rios

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Caso base - Investimento na data de necessidade - Entre Rios entrando no Ano2					
Investimento		37.327			
Fator x_e (%)		0,8047%			
Base de Remuneração Regulatória Líquida inicial		2.250.000.000			
Valor Presente do Fluxo	217.442.464	164.641.467	164.324.752	163.019.911	160.995.522
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.379.576.884
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		-			
Adiamento de 1 ano - Entre Rios entrando no Ano3					
Valor Presente do Fluxo	217.442.464	164.671.621	164.238.130	163.067.578	160.999.937
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.379.576.917
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		3.353			
Diferença no fluxo	-	30.154	(86.622)	47.668	4.415
Diferença na BRR final					1.033
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		-8,98%			
Fator x_e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,8046%			
Adiamento de 2 anos - Entre Rios entrando no Ano4					
Valor Presente do Fluxo	217.442.464	164.671.969	164.265.915	162.968.882	161.061.621
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.379.584.283
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		4.865			
Diferença no fluxo	-	30.502	(58.837)	(51.028)	66.099
Diferença na BRR final					8.399
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		-13,03%			
Fator x_e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,8045%			
Antecipação de 1 ano - Entre Rios entrando no Ano1					
Valor Presente do Fluxo	217.408.915	164.672.105	164.324.752	163.019.911	160.995.522
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.379.574.850
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		3.945			
Diferença no fluxo	(33.549)	30.638	-	-	-
Diferença na BRR final					(1.033)
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		-10,57%			
Fator x_e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,8046%			

Pela análise dos resultados encontrados, considerando-se a premissa adotada para as simulações onde o comportamento do mercado sofre um desvio mínimo em relação ao projetado no Fator x_e , observa-se que, ao se adiar uma obra que apresenta uma TIR superior ao WACC na simulação com a TIR regulatória em relação à data de entrada em operação prevista no plano de investimentos informado pela empresa, o resultado financeiro obtido é inferior ao que apresentaria se a data inicial fosse mantida. Na simulação de adiamento de 2 anos, a perda no fluxo de caixa final é 13,03% do valor investido. Outro parâmetro que pode ser verificado é o Fator x_e que resultaria na nova condição de equilíbrio que apresentou valores inferiores ao calculado para todas as situações estudadas. Isso significa que, se fosse considerada desde o cálculo do Fator x_e uma data de entrada posterior à que foi projetada, a empresa teria compartilhado um ganho de produtividade menor.

A Tabela 6.16 mostra como a diferença de R\$3.353,00, decorrente do adiamento de 1 ano na entrada em operação do empreendimento, é formada.

Tabela 6.16 – Impacto por item, com o adiamento de 1 ano da SE Entre Rios

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Itens	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL das diferenças
Receita Anual Caso Base Entre Rios	1.100.000.000	1.156.617.652	1.216.316.383	1.278.815.581	1.344.564.400	
Receita Anual Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	1.100.000.000	1.156.617.652	1.216.149.448	1.278.981.173	1.344.564.400	
Diferença Receita Anual Caso com adiamento - Caso Base	-	(0)	(166.935)	165.592	(0)	
VPL Diferença Receita Anual Caso com adiamento - Caso Base		(0)	(121.208)	108.064	(0)	(13.143)
Despesas operacionais Caso Base Entre Rios	762.560.000	791.293.692	823.980.826	857.951.324	893.328.198	
Despesas operacionais Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	762.560.000	791.293.692	823.946.923	857.983.344	893.328.198	
Diferença Despesas Operacionais Caso com adiamento - Caso Base	-	(0)	(33.903)	32.019	(0)	
VPL Diferença Despesas Operacionais Caso com adiamento - Caso Base		(0)	(24.616)	20.896	(0)	(3.721)
Impostos sobre a Renda Caso Base Entre Rios	114.729.600	124.210.146	133.394.090	143.093.847	153.420.309	
Impostos sobre a Renda Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	114.729.600	124.210.146	133.348.859	143.139.262	153.420.309	
Diferença IR Caso com adiamento - Caso Base	-	(0)	(45.231)	45.415	(0)	
VPL Diferença IR Caso com adiamento - Caso Base		(0)	(32.841)	29.637	(0)	(3.204)
Depreciação Caso Base Entre Rios	226.560.000	236.346.633	249.141.644	262.312.850	275.880.010	
Depreciação Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.312.850	275.880.010	
Diferença Depreciação Caso com adiamento - Caso Base	-	-	(1.762)	-	-	
VPL Diferença Depreciação Caso com adiamento - Caso Base			(1.279)	-	-	(1.279)
Variação do Capital de Giro Caso Base Entre Rios	-	2.573.530	2.713.579	2.840.873	2.988.583	
Variação do Capital de Giro Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	-	2.573.530	2.705.991	2.855.987	2.981.056	
Diferença Variação do Capital de Giro Caso com adiamento - Caso Base	-	(0)	(7.588)	15.115	(7.527)	
VPL Diferença Variação do Capital de Giro Caso com adiamento - Caso Base		(0)	(5.509)	9.864	(4.415)	(60)
Investimento Caso Base Entre Rios	207.343.914	271.080.742	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Investimento Caso Entre Rios com adiamento de 1 ano	207.343.914	271.043.415	279.088.310	287.439.834	296.228.351	
Diferença Investimento Caso com adiamento - Caso Base	-	(37.327)	37.327	-	-	
VPL Diferença Investimento Caso com adiamento - Caso Base		(30.154)	27.102	-	-	(3.052)
Valor Presente do Fluxo de Caixa - Receita - IR + Deprec - Var. Cap.Giro - Invest.						(4.386)
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso Base Entre Rios					1.379.575.883,63	
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso com adiamento					1.379.576.917,04	
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final						1.033
Impacto do adiamento de 1 ano na equação de equilíbrio						(3.353)

Com o adiamento de 1 ano, observa-se que a empresa diminui sua receita em R\$13.143,00, diminui as despesas operacionais em R\$3.721,00, tem R\$1.279,00 a menos de depreciação e uma despesa de Imposto de Renda menor em R\$3.204,00, além de reduzir a variação do Capital de Giro em R\$60,00 e a despesa com o investimento em R\$3.052,00. Esses valores totalizam a diferença de R\$4.386,00 a menos no VPL do Fluxo de Caixa. Já a Base de Remuneração Líquida final aumentou R\$1.033,00, pelo fato de ter um ano a menos de depreciação.

A simulação do adiamento de 2 anos apresenta impactos similares, apenas com diferença na ordem de grandeza. Já a simulação de antecipação, apresentada na Tabela 6.17, traz algumas diferenças em relação ao adiamento.

Tabela 6.17 – Impacto por item, com a antecipação de 1 ano da SE Entre Rios

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Itens	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL das diferenças
Receita Anual Caso Base Entre Rios	1.100.000.000	1.156.617.652	1.216.316.383	1.278.815.581	1.344.564.400	
Receita Anual Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	1.100.000.000	1.156.617.652	1.216.316.383	1.278.815.581	1.344.564.400	
Diferença Receita Anual Caso com antecipação - Caso Base	-	(0)	(0)	(0)	(0)	
VPL Diferença Receita Anual Caso com antecipação - Caso Base	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Despesas operacionais Caso Base Entre Rios	762.560.000	791.293.692	823.980.826	857.951.324	893.328.198	
Despesas operacionais Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	762.560.000	791.295.454	823.980.826	857.951.324	893.328.198	
Diferença Despesas Operacionais Caso com antecipação - Caso Base	-	1.762	(0)	(0)	(0)	
VPL Diferença Despesas Operacionais Caso com antecipação - Caso Base	-	1.423	(0)	(0)	(0)	1.423
Impostos sobre a Renda Caso Base Entre Rios	114.729.600	124.210.146	133.394.090	143.093.847	153.420.309	
Impostos sobre a Renda Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	114.729.600	124.209.547	133.394.090	143.093.847	153.420.309	
Diferença IR Caso com antecipação - Caso Base	-	(599)	(0)	(0)	(0)	
VPL Diferença IR Caso com antecipação - Caso Base	-	(484)	(0)	(0)	(0)	(484)
Depreciação Caso Base Entre Rios	226.560.000	236.346.633	249.141.644	262.312.850	275.880.010	
Depreciação Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	226.560.000	236.348.395	249.141.644	262.312.850	275.880.010	
Diferença Depreciação Caso com antecipação - Caso Base	-	1.762	-	-	-	
VPL Diferença Depreciação Caso com antecipação - Caso Base	-	1.423	-	-	-	1.423
Variação do Capital de Giro Caso Base Entre Rios	-	2.573.530	2.713.579	2.840.873	2.988.583	
Variação do Capital de Giro Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	-	2.573.530	2.713.579	2.840.873	2.988.583	
Diferença Variação do Capital de Giro Caso com antecipação - Caso Base	-	(0)	(0)	(0)	(0)	
VPL Diferença Variação do Capital de Giro Caso com antecipação - Caso Base	-	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Investimento Caso Base Entre Rios	207.343.914	271.080.742	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Investimento Caso Entre Rios com antecipação de 1 ano	207.381.241	271.043.415	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Diferença Investimento Caso com antecipação - Caso Base	37.327	(37.327)	-	-	-	
VPL Diferença Investimento Caso com antecipação - Caso Base	33.549	(30.154)	-	-	-	3.395
Valor Presente do Fluxo de Caixa						(2.911)
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso Base Entre Rios					1.379.575.883,63	
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso com antecipação					1.379.574.860,23	
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final						(1.033)
Impacto da antecipação de 1 ano na equação de equilíbrio						(3.945)

Quando se analisa a tabela de comparação entre o caso base e o caso com antecipação da obra, nota-se que não há diferença na receita pois, uma vez que a data de necessidade do investimento representa o momento em que o sistema existente não mais atende ao crescimento do mercado, ao se antecipar a entrada do investimento não será agregado nenhum novo mercado, pois o sistema ainda consegue atender à demanda. As despesas operacionais são antecipadas, o Imposto de Renda fica menor como consequência da depreciação que ficou maior, e a despesa com o investimento tem um VPL maior. Por outro lado, a Base de Remuneração Líquida final fica menor devido ao aumento na depreciação.

B - Simulação da SE Rio Branco

Do mesmo modo que foi apresentado para a SE Entre Rios, a partir do caso base com Fator x_e igual a 0,8031%, foi introduzido o investimento e o mercado associado a ele, sendo então recalculado o novo Fator x_e . O projeto da SE Rio Branco apresenta um índice de $\Delta MWh/\text{Investimento}$ baixo, igual a 0,3, e sua TIR

regulatória foi calculada em 5,86%, o que torna sua avaliação diferente da SE Entre Rios. O cuidado sobre o isolamento do mercado foi também observado para não influenciar as obras de distribuição. A comparação entre o caso base e o caso com a introdução da SE Rio Branco para integrar o Fator x_e , está apresentada na Tabela 6.18.

Tabela 6.18 – Comparação entre Caso Base e simulação com SE Rio Branco

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Caso	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL do TOTAL
Caso Base com Fator X calculado sem o investimento						
Fator x_e (%)	0,00%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	0,8031%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)	119,24	118,28	117,33	116,39	115,46	
Mercado Anual (MWh)	9.225.000,00	9.778.500,00	10.365.210,00	10.987.122,60	11.646.349,96	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.156.635.823,92	1.216.187.662,89	1.278.805.654,10	1.344.647.664,87	R\$ 4.429.335.362,98
Investimento	(207.343.914,31)	(271.043.414,83)	(279.050.982,74)	(287.439.833,51)	(296.228.350,97)	(R\$ 969.264.764,09)
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	203.853.579,03	226.258.593,08	249.795.345,45	274.524.178,38	R\$ 870.440.690,33
Caso Rio Branco com novo Fator X						
Fator x_e (%)	0,00%	0,7840%	0,7840%	0,7840%	0,7840%	
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)	119,24	118,31	117,38	116,46	115,55	
Receita Anual	1.100.000.000,00	1.156.859.065,62	1.216.769.070,32	1.280.360.991,98	1.346.678.422,24	R\$ 4.432.143.997,50
Investimento	(207.343.914,31)	(276.896.456,83)	(279.050.982,74)	(287.439.833,51)	(296.228.350,97)	(R\$ 973.993.047,82)
Fluxo de Caixa	241.926.485,69	198.124.334,70	226.677.584,95	250.723.151,31	275.747.363,47	R\$ 867.439.575,19
Impacto causado pela obra - Valor com obra - Valor caso base com Fator X sem o investimento						
Fator x_e (%)	0,00%	-0,0191%	-0,0191%	-0,0191%	-0,0191%	
Receita Anual	-	223.241,70	581.407,43	1.555.337,89	2.030.757,37	R\$ 2.808.634,52
Investimento	-	(5.853.042,00)	-	-	-	(R\$ 4.728.283,73)
Fluxo de Caixa	-	(5.729.244,33)	418.991,87	927.805,86	1.223.185,09	(R\$ 3.001.115,14)

Como demonstrado na Tabela 6.6 ser esta uma obra inviável do ponto de vista das análises de VPL e TIR (enfoque tradicional ou regulatório) e, por este motivo, como o Fator x_e deve assegurar que o retorno dos investimentos realizados no período tarifário seja igual a 11.26%, foi observada uma redução neste item de 0,8031% para 0,7840%. A receita apresenta um resultado positivo que é compensado pelo valor do investimento, fazendo com que o fluxo de caixa apresente um resultado final negativo.

Calculado o novo Fator x_e com a incorporação da SE Rio Branco, foram realizadas simulações de adiamentos e antecipações na data de entrada desta obra. Os resultados das simulações estão apresentados na Tabela 6.19.

Tabela 6.19 – Resultados das simulações da SE Rio Branco

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Caso base - Investimento na data de necessidade - Rio Branco entrando no Ano2					
Investimento		5.853.042			
Fator X _e (%)		0,7840%			
Base de Remuneração Regulatória Líquida inicial		2.250.000.000			
Valor Presente do Fluxo de Caixa	217.442.464	160.051.486	164.585.439	163.620.688	161.739.498
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.382.560.425
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		-			
Adiamento de 1 ano - Rio Branco entrando no Ano3					
Valor Presente do Fluxo de Caixa	217.442.464	164.779.769	160.227.873	163.652.649	161.742.458
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.382.722.467
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		(567.680)			
Diferença no fluxo	-	4.728.284	(4.357.566)	31.960	2.960
Diferença na BRR final					162.042
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		9,7%			
Fator X _e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,7952%			
Adiamento de 2 anos - Rio Branco entrando no Ano4					
Valor Presente do Fluxo de Caixa	217.442.464	164.779.769	164.477.634	159.477.489	161.979.837
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.382.908.997
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		(1.066.191)			
Diferença no fluxo	-	4.728.284	(107.805)	(4.143.199)	240.339
Diferença na BRR final					348.573
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		18,2%			
Fator X _e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,8051%			
Adiamento de 3 anos - Rio Branco entrando no Ano5					
Valor Presente do Fluxo de Caixa	217.442.464	164.779.769	164.477.634	163.297.156	157.946.451
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.383.020.095
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		(963.568)			
Diferença no fluxo	-	4.728.284	(107.805)	(323.533)	(3.793.047)
Diferença na BRR final					459.670
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		16,5%			
Fator X _e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,8031%			
Antecipação de 1 ano - Rio Branco entrando no Ano1					
Valor Presente do Fluxo de Caixa	212.181.776	164.855.649	164.585.439	163.620.688	161.739.498
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final					1.382.398.383
Condição de Equilíbrio (BRR inicial - VPL Fluxo de Caixa - VPL BRR final)		(618.568)			
Diferença no fluxo	(5.260.688)	4.804.163	0	0	0
Diferença na BRR final					(162.042)
Percentual de incremento no resultado final em relação ao investimento		-10,6%			
Fator X _e (%) para Condição de Equilíbrio na nova situação		0,7717%			

Os resultados evidenciam o risco implícito na realização de obras em momentos diferentes daqueles em que foram considerados no cálculo *ex-ante* do Fator x_e . Observa-se, ainda, que o adiamento de um empreendimento com um perfil similar ao da SE Rio Branco melhora o resultado do fluxo de caixa em relação ao fluxo de caixa de equilíbrio e que, se o Fator x_e fosse calculado considerando a data de entrada da obra posterior à que foi inicialmente computada, este fator teria um valor superior, implicando em uma redução de receita para a empresa. Outro fato a ser observado é que a performance é melhor quando a obra entra no Ano4 do que no Ano5, pois no Ano4 tem o acréscimo de receita do último ano, o que contribui para um resultado superior. Isso significa, que se fosse considerada desde o cálculo do Fator x_e uma data de entrada posterior à que foi projetada, a empresa teria compartilhado um ganho de produtividade maior. Já a antecipação dentro do ciclo, representa uma perda para a empresa, pois não há incremento de mercado em

relação ao ano de necessidade e o Fator x_e calculado para essa situação seria menor.

A Tabela 6.20 mostra como a diferença de R\$567.680,00, obtida com o adiamento de 1 ano na entrada do empreendimento, é formada.

Tabela 6.20 – Impacto por item, com o adiamento de 1 ano da SE Rio Branco

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Itens	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL das diferenças
Receita Anual Caso Base Rio Branco	1.100.000.000	1.156.859.066	1.216.769.070	1.280.360.992	1.346.678.422	
Receita Anual Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	1.100.000.000	1.156.859.066	1.216.657.180	1.280.472.005	1.346.678.422	
Diferença Receita Anual Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(111.891)	111.013	-	
VPL Diferença Receita Anual Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(81.241)	72.447	-	(8.794)
Despesas operacionais Caso Base Rio Branco	762.560.000	791.316.639	824.290.882	858.442.545	893.897.163	
Despesas operacionais Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	762.560.000	791.316.639	823.993.080	858.464.004	893.897.163	
Diferença D.Operacionais Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(297.802)	21.459	-	
VPL Diferença D.Operacionais Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(216.227)	14.004	-	(202.223)
Impostos sobre a Renda Caso Base Rio Branco	114.729.600	124.284.765	133.442.584	143.452.272	153.945.628	
Impostos sobre a Renda Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	114.729.600	124.284.765	133.505.794	143.482.720	153.945.628	
Diferença IR Caso Base - Caso com adiamento	-	-	63.210	30.449	-	
VPL Diferença IR Caso Base - Caso com adiamento	-	-	45.895	19.871	-	65.766
Depreciação Caso Base Rio Branco	226.560.000	236.346.633	249.416.146	262.587.352	276.154.512	
Depreciação Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.587.352	276.154.512	
Diferença Depreciação Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(276.264)	-	-	
VPL Diferença Depreciação Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(200.589)	-	-	(200.589)
Varição do Capital de Giro Caso Base Rio Branco	-	2.584.503	2.723.182	2.890.542	3.014.429	
Var.do Capital de Giro Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	-	2.584.503	2.718.096	2.900.674	3.009.383	
Diferença Var.Cap.Giro Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(5.086)	10.132	(5.046)	
VPL Dif.Var.Cap.Giro Caso Base - Caso com adiamento	-	-	(3.693)	6.612	(2.960)	(40)
Investimento Caso Base Rio Branco	207.343.914	276.896.457	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Investimento Caso Rio Branco com adiamento de 1 ano	207.343.914	271.043.415	284.904.025	287.439.834	296.228.351	
Diferença Investimento Caso Base - Caso com adiamento	-	(5.853.042)	5.853.042	-	-	
VPL Diferença Investimento Caso Base - Caso com adiamento	-	(4.728.284)	4.249.761	-	-	(478.523)
Valor Presente do Fluxo de Caixa						405.638
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso Base Rio Branco					1.382.560.424,81	
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso com adiamento					1.382.722.467,09	
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final						162.042
Impacto do adiamento de 1 ano na equação de equilíbrio						567.680

Com o adiamento da entrada da obra para o Ano3, um ano após a data de necessidade, observa-se que a empresa tem uma perda de receita da ordem de R\$8.794,00, e as despesas operacionais sofrem um decréscimo de R\$202.223,00. A depreciação é reduzida em R\$200.589,00, contribuindo para o aumento da despesa de Imposto de Renda em R\$65.776,00, a variação do Capital de Giro praticamente não sofre alteração, e a despesa com o investimento é reduzida em R\$478.523,00. Esses valores totalizam o aumento de R\$405.638,00 no VPL do Fluxo de Caixa e a Base de Remuneração Líquida final é incrementada em R\$162.042,00, pelo fato de ter um ano a menos de depreciação.

A simulação do adiamento de 2 e 3 anos apresenta impactos similares, apenas com diferença na ordem de grandeza. Já a simulação de antecipação, apresentada na Tabela 6.21, traz algumas diferenças em relação aos adiamentos.

Tabela 6.21 – Impacto por item, com a antecipação de 1 ano da SE Rio Branco

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	
Itens	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12	VPL das diferenças
Receita Anual Caso Base Rio Branco	1.100.000.000	1.156.859.066	1.216.769.070	1.280.360.992	1.346.678.422	
Receita Anual Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	1.100.000.000	1.156.859.066	1.216.769.070	1.280.360.992	1.346.678.422	
Diferença Receita Anual Caso com antecipação - Caso Base	-	-	-	-	-	
VPL Diferença Receita Anual Caso com antecipação - Caso Base	-	-	-	-	-	-
Despesas operacionais Caso Base Rio Branco	762.560.000	791.315.639	824.290.882	858.442.545	893.897.163	
Despesas operacionais Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	762.560.000	791.591.902	824.290.882	858.442.545	893.897.163	
Diferença D.Operacionais Caso com antecipação - Caso Base	-	276.264	-	-	-	
VPL Dif. D.Operacionais Caso com antecipação - Caso Base	-	223.175	-	-	-	223.175
Impostos sobre a Renda Caso Base Rio Branco	114.729.600	124.284.765	133.442.584	143.452.272	153.945.628	
IR Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	114.729.600	124.190.836	133.442.584	143.452.272	153.945.628	
Diferença IR Caso com antecipação - Caso Base	-	(93.930)	-	-	-	
VPL Diferença IR Caso com antecipação - Caso Base	-	(75.879)	-	-	-	(75.879)
Depreciação Caso Base Rio Branco	226.560.000	236.346.633	249.416.146	262.587.352	276.154.512	
Depreciação Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	226.560.000	236.622.896	249.416.146	262.587.352	276.154.512	
Diferença Depreciação Caso com antecipação - Caso Base	-	276.264	-	-	-	
VPL Diferença Depreciação Caso com antecipação - Caso Base	-	223.175	-	-	-	223.175
Variação do Capital de Giro Caso Base Rio Branco	-	2.584.503	2.723.182	2.890.542	3.014.429	
Var.do Capital de Giro Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	-	2.584.503	2.723.182	2.890.542	3.014.429	
Diferença Var.Cap.Giro Caso com antecipação - Caso Base	-	-	-	-	-	
VPL Dif.Var.Cap.Giro Caso com antecipação - Caso Base	-	-	-	-	-	-
Investimento Caso Base Rio Branco	207.343.914	276.896.457	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Investimento Caso Rio Branco com antecipação de 1 ano	213.196.956	271.043.415	279.050.983	287.439.834	296.228.351	
Diferença Investimento Caso com antecipação - Caso Base	5.853.042	(5.853.042)	-	-	-	
VPL Diferença Investimento Caso com antecipação - Caso Base	5.260.688	(4.728.284)	-	-	-	532.405
Valor Presente do Fluxo de Caixa						(456.525)
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso Base Rio Branco					1.382.560.424,81	
VPL da Base de Remuneração Regulatória Líquida final Caso com antecipação					1.382.398.382,52	
Valor Presente da Base de Remuneração Regulatória Líquida final						(162.042)
Impacto da antecipação de 1 ano na equação de equilíbrio						(618.568)

Observa-se que, como ocorreu na SE Entre Rios, com a antecipação do empreendimento não há diferença na receita auferida, devido ao não esgotamento do sistema em data anterior à de necessidade. Os maiores impactos ocorrem nos valores da depreciação que, ao aumentar, resulta em um benefício que reduz a despesa com imposto de renda, nas despesas operacionais que começam a se realizar antes do considerado para o caso base, e na despesa com investimento que aumenta em R\$532.405,00, resultando em uma redução do VPL do fluxo de caixa em R\$456.525,00. Este valor, acrescido à redução de R\$162.042,00 na Base de Remuneração Líquida final, produz um resultado final negativo de R\$618.568,00, se comparado ao resultado encontrado para o caso com o empreendimento entrando na data de necessidade.

6.5 CONCLUSÃO

Este capítulo mostrou os impactos do fator x_e no fluxo de caixa líquido da empresa através de simulações de casos com e sem a presença do fator x_e como

também os impactos de postergações e antecipações em relação à data de entrada da obra associada ao cálculo do fator x_e , assim como apresentou um índice que compara o acréscimo de MWh provocado pelo projeto com os custos associados ($\Delta\text{MWh} / \text{Investimento}$) e que pode ser um norteador da viabilidade dos empreendimentos uma vez que, para valores deste índice abaixo de 0,5 (para os dados do estudo em questão), a obra tem uma TIR inferior ao WACC na análise regulatória.

Foi também comentado que, no novo contexto definido após a publicação do Decreto nº 5.163, as empresas se sentiram obrigadas a desenvolver metodologias de previsão de demanda para cumprirem a determinação de contratar a energia para atendimento a seu mercado com cinco anos de antecedência, e que este fato vai implicar diretamente na qualidade dos dados a serem informados para o cálculo do Fator x_e , no próximo ciclo de revisões periódicas. Ficou claro que as empresas devem ter cuidado, além da informação com sua previsão de mercado para os próximos anos do ciclo tarifário, também com seu elenco de obras, pois os desvios, em quantidade e data de entrada, em alguns casos, podem beneficiar mas em outros podem prejudicar muito a empresa.

No próximo capítulo estão apresentadas as conclusões do trabalho.

7 CONCLUSÕES

7.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A questão proposta para esta dissertação é definir qual a receita a ser utilizada na formação do fluxo de caixa de uma análise de retorno econômico de empreendimentos de distribuição, considerando o ambiente regulatório atual onde estão inseridas as concessionárias de energia elétrica. A partir da abordagem teórica apresentada e dos resultados obtidos com as simulações realizadas no estudo de caso, verifica-se que a metodologia de viabilidade econômica que utiliza como benefício a receita resultante do mercado agregado pelo empreendimento, até que o mesmo se esgote, não é a mais adequada, uma vez que não considera os impactos causados pela revisão tarifária periódica. Entretanto, como se pode verificar a partir dos resultados da Tabela 6.6, a análise regulatória chega a uma TIR e um VPL menores do que na análise tradicional embora mantenha a mesma ordenação entre os projetos. Isto significa dizer que, para uma comparação relativa entre os projetos, pode-se utilizar a análise tradicional. Outro indicativo que pode ser utilizado em conjunto com a análise tradicional é o índice $\Delta MWh / Investimento$, que se mostrou bastante aderente aos resultados da TIR regulatória.

Para a avaliação da receita a ser considerada para o fluxo de caixa da empresa será utilizada a Figura 24, que representa um investimento entrando em operação após a revisão tarifária 1. Existem duas situações para se examinar em relação a este investimento:

(i) nem o investimento nem o mercado adicional que passa a existir devido ao investimento foram considerados no cálculo do Fator x_e da revisão 1, e

(ii) tanto o investimento quanto o mercado adicional foram considerados no cálculo do Fator x_e da revisão 1.

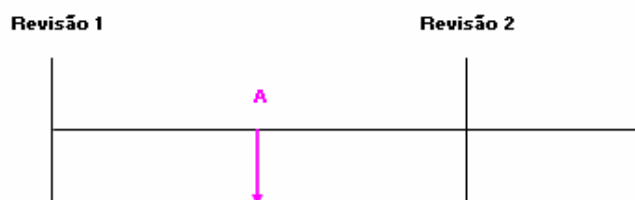


Figura 24 – Período tarifário para um investimento A

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a situação (i), vale a simulação do item 6.2, apresentada na Tabela 6.4 e mostrada graficamente na Figura 15 onde, no período compreendido entre as revisões 1 e 2, a receita que se pode considerar para o projeto é obtida a partir do produto entre o mercado adicional e as tarifas médias e, após a revisão 2, quando o ativo passa a compor a base de remuneração da empresa, será igual à remuneração resultante do WACC sobre o incremento considerado na base, depois da aplicação do índice de aproveitamento (valor do ativo reconhecido pela ANEEL), somado à depreciação. A Figura 25 demonstra graficamente esta situação.

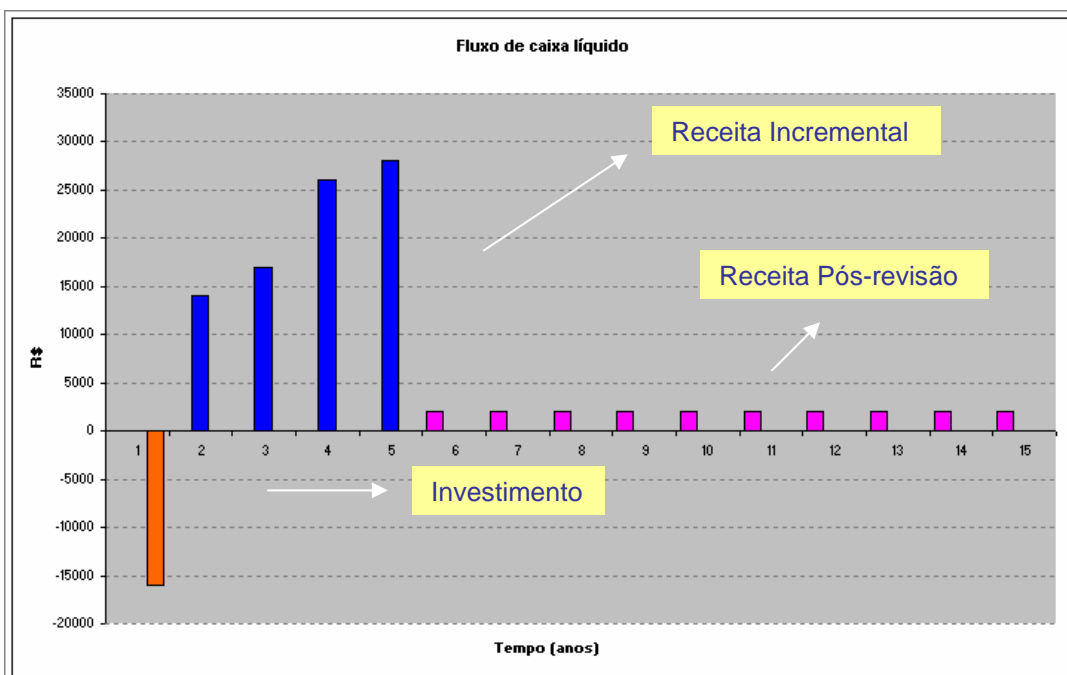


Figura 25 – Receita do projeto entre revisões – projeto não considerado no Fator X.

Para a situação (ii) valem as simulações apresentadas no item 6.4 onde não existe receita adicional, mesmo antes que o ativo passe a compor a base de remuneração, posto que o mercado agregado pelo investimento já foi considerado no Fator x_e e a receita auferida pela empresa neste período é obtida a partir de uma tarifa que pressupõe que os investimentos realizados no período tarifário têm uma taxa de retorno igual ao WACC, já contemplando o compartilhamento dos ganhos de produtividade. A Figura 26 demonstra esta situação.

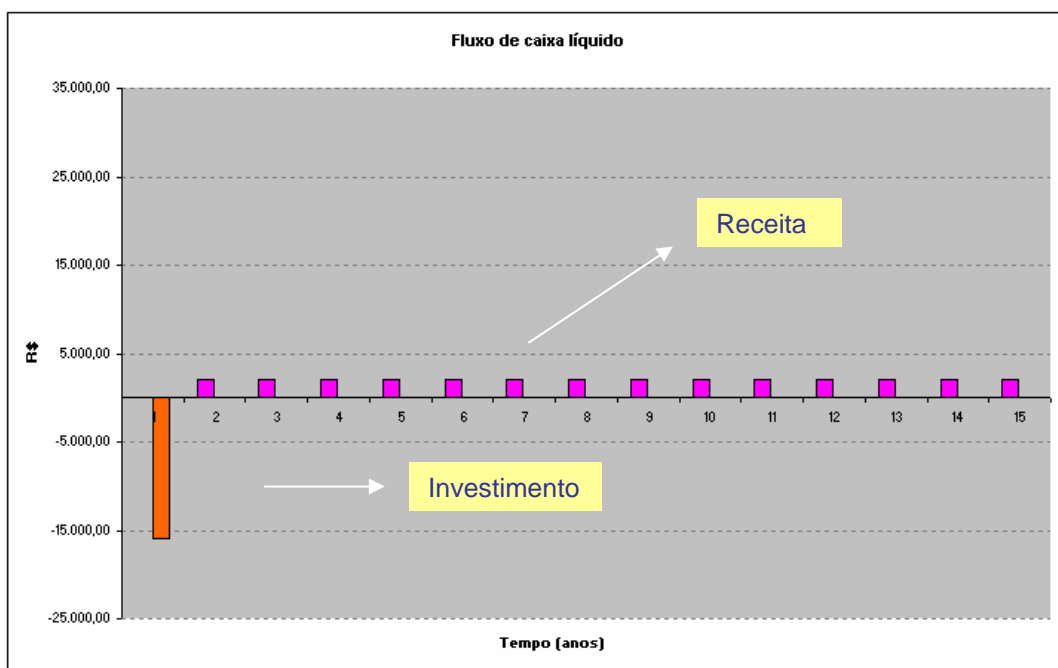


Figura 26 – Receita do projeto entre revisões – projeto considerado no Fator X

Na realidade, mesmo no cenário que se desenha com a adoção dos procedimentos constantes da Nota Técnica nº 168/2006 para o próximo ciclo de revisões tarifárias, além da constatação que, atualmente, as empresas projetam seu mercado com uma precisão muito maior do que faziam quando do primeiro ciclo de revisões, sabe-se que a realização das projeções sem desvios em relação a sua concepção (situação ii) é uma hipótese que dificilmente irá acontecer. Como consequência, as mudanças em relação ao cenário de mercado e investimentos projetados para o cálculo do Fator x_e podem resultar em retornos maiores ou menores que o WACC definido pela ANEEL, sendo a receita a ser considerada para remunerar o investimento, no período entre as revisões 1 e 2 da Figura 24, igual à diferença entre os montantes considerados no Fator x_e e o que efetivamente ocorreu, conforme demonstrado na Figura 27 e na Equação 7.1.

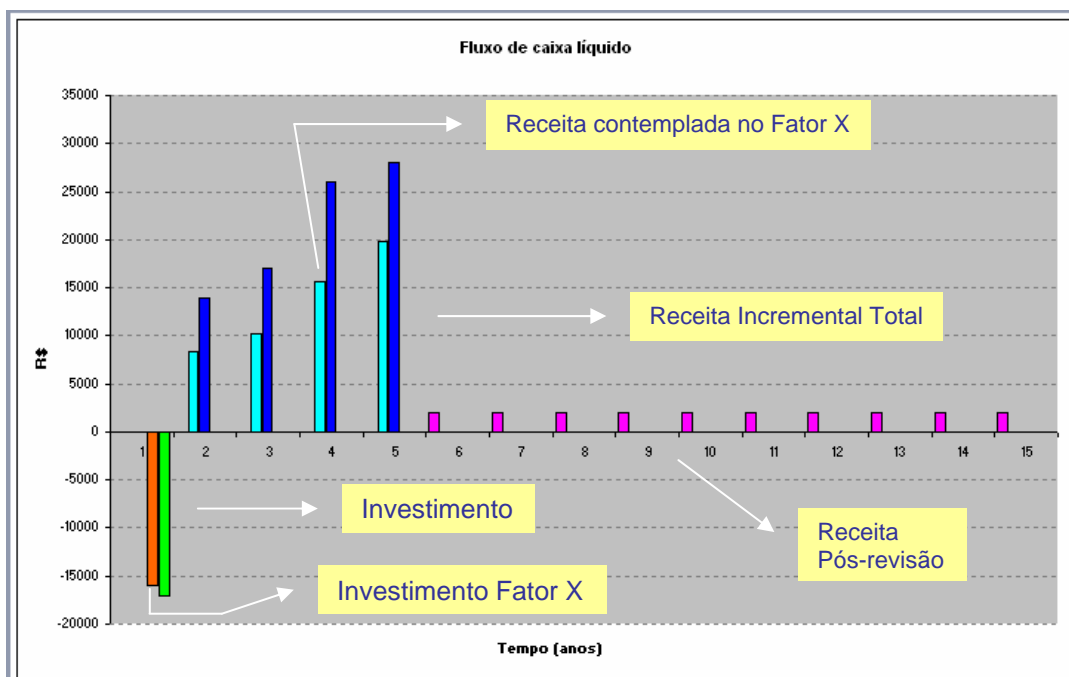


Figura 27 – Receita do projeto entre revisões – projeção de mercado maior que no Fator X

$$R_{rev1 - rev2} = RI_{Total} - R_{Fator X} \quad (7.1)$$

Onde,

$R_{rev1 - rev2}$ = Receita a ser considerada, no período entre revisões, para remunerar o projeto, antes da sua entrada para a base;

RI_{Total} = Receita Incremental Total é a receita obtida a partir do produto da tarifa pelo mercado real gerado pelo empreendimento; e

$R_{Fator X}$ = Receita projetada para remunerar o investimento, calculada na época da revisão, contemplada no Fator X.

Outro ponto a ser comentado é que, com a utilização do índice $\Delta MWh /$ Investimento, as empresas podem tomar decisões em relação à realização de análises de viabilidade de empreendimentos que podem ser antecipados para melhorarem sua performance, observando-se o cuidado de se avaliar se a relação IAS x (antecipação WACC x BRRL) é vantajosa.

A Tabela 7.1 resume as situações, e os resultados derivados destas situações, que podem ocorrer com a realização das projeções de modo diferente do que foi contemplado no Fator X.

Tabela 7.1 – Resumo dos impactos no fluxo de caixa da empresa do mercado e investimentos considerados no Fator x_e

Item	Condição de realização	Situação do fluxo de caixa real em relação ao fluxo de caixa de equilíbrio utilizado no cálculo do Fator x_e
Investimento	Superior ao projetado no Fator x_e	O fluxo de caixa resultante é menor, uma vez que, se na projeção do Fator x_e fosse contemplado um valor maior para o investimento para um mesmo mercado, o x_e calculado seria menor. Ou seja, a empresa está compartilhando uma produtividade esperada maior do que a que irá ocorrer.
	Inferior ao projetado no Fator x_e	É a situação inversa do item anterior.
Mercado	Superior ao projetado no Fator x_e	O fluxo de caixa final é maior do que o encontrado para a situação de equilíbrio pois, se na projeção do Fator x_e fosse considerado um mercado maior, que resultaria em uma receita maior para o mesmo valor do investimento, a tarifa seria subtraída de um índice maior. Como consequência deste desvio no mercado, a empresa estará compartilhando uma produtividade menor do que a que deveria compartilhar.
	Inferior ao projetado no Fator x_e	É a situação inversa do item anterior..

Deste modo, para o segundo ciclo de revisões tarifárias, as empresas deverão monitorar o cenário real e procurar desenvolver estratégias que possam minimizar os riscos ocasionados por diferenças em relação às projeções utilizadas na revisão tarifária.

7.2 SUGESTÕES PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

O período tarifário compreendido entre a primeira e a segunda revisão tarifária é um período muito rico em termos de aprendizado para as empresas. Foi quando elas tiveram de conviver com a empresa de referência, ter seus investimentos norteados pelos resultados da revisão periódica, fiscalizar mais rigorosamente suas perdas comerciais para se enquadrar na trajetória definida pela ANEEL, enfim se enquadrar em critérios e cumprir objetivos, algumas vezes difíceis de alcançar.

Assim, uma evolução natural deste trabalho será uma análise comparativa entre as diversas empresas no primeiro ciclo revisional, como elas atravessaram esse momento, como superaram metas, além da comparação entre o que foi definido nas revisões e o que realmente ocorreu, podendo-se utilizar o resumo apresentado na Tabela 7.1 para a avaliação dos impactos.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, João Lizardo R. H. de Araújo. **Regulação de Monopólios e Mercados: Questões Básicas**. Trabalho Temático para o I Seminário Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura – 24 e 25 de julho de 1997.

ARMSTRONG, Mark; COWAN, Simon; VISCKERS, John. **Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience**. London, The MIT Press, 1997.

BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Tarifas de Energia Elétrica. Aspectos Conceituais e Metodológicos**. NM Editora. 1993.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica SRE/ANEEL nº 052-2003, de 3 de março de 2003. **1º Revisão Tarifária Periódica da Concessionária de Distribuição Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA**. Disponível em http://www.aneel.gov.br/legislação/revisão_tarifária. Acesso: 16 de março de 2003.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica SRD/ANEEL nº 057-2003, de 18 de dezembro de 2003. **Revisão das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição da COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia COELBA**. Disponível em http://www.aneel.gov.br/legislação/tarifas_de_distribuição. Acesso: 20 de dezembro de 2003.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica SRE/ANEEL nº 168-2006, de 19 de maio de 2006. **Proposta de metodologia de cálculo do Fator X para o segundo ciclo de revisão tarifária periódica de concessionárias de distribuição de energia elétrica**. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/Audiências Públicas](http://www.aneel.gov.br/Audiências_Públicas) Acesso: 05 de agosto de 2006.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 234 de 31/10/2006. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/Pesquisa Legislativa](http://www.aneel.gov.br/Pesquisa_Legislativa)

BRASIL. MME – DNAEE. **Nova Tarifa de Energia Elétrica. Metodologia e Aplicação**. Brasília, 1995.

BRASIL. MME – CCPE. **Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**. Brasília, 2001.

BRASIL. MME – GCPS. **Critérios e Procedimentos para Análise Econômica de Alternativas de Expansão do Sistema de Transmissão do Nordeste**. 1985.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 13 de abril de 2004.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 15 de abril de 2004.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 25 de abril de 2004.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos da Lei nº 8.987, reestrutura a Eletrobrás e dá outras providências. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 30 de abril de 2004.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em <http://planalto.gov.br>. Acesso em 30 de setembro de 2004.

BRASIL. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Coopers & Lybrand. Dezembro 1997.

BUARQUE, Cristovam. **Avaliação econômica de projetos**. Editora Campus, 1984.

Contrato de Concessão das empresas distribuidoras. Disponível em www.aneel.gov.br

COOPERS & LYBRAND. **Etapa VII – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Relatório Consolidado Etapa VII – I. Volume I: Sumário Executivo, dezembro de 1997.

FERREIRA, Fernando César. **Regulação Econômica, Fronteira Eficiente e Clusters Dinâmicos: Desenvolvimento e Aplicação para o Cálculo do Fator X**. Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.

FERREIRA, T. G. Leite; SANTOS, P. E. Steele; LIMA, J. W. Marangon. **A Formação do Fluxo de Caixa de Investimentos em Distribuição no Atual Contexto Regulatório Brasileiro**. XII Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico Recife, 2004.

FIANI, Ronaldo. **Teoria da Regulação Econômica: Estado Atual e Perspectivas Futuras**. 1998, <http://www.ie.ufrj.br/energia>

GANIM, Antônio. **Setor Elétrico Brasileiro. Aspectos Regulamentares e Tributários**. Rio de Janeiro, Editora CanalEnergia, 2003.

GHIRARDI, André Garcez. **Estratégias de regulação e qualidade dos serviços públicos**. Revista Econômica do Nordeste, 2000.

HUNT, Sally. **Making Competition Work in Electricity**. John Wiley & Sons, Inc., 2002.

KAHN, Alfred. **The Economic of Regulation. Principles and Institutions.** London, The MIT Press, 1998.

LIMA, José Wanderley Marangon. **Apostila Economia do Setor Eletroenergético.** FUPAI-UNIFEI, 2004.

LIMA, J. W. Marangon; NORONHA, J. Caminha; FERREIRA, T. G. Leite; SANTOS, P. E. Steele; FILHO, J. Miranda. **Investimentos em Distribuição: Uso de Opções Reais no Novo Paradigma Criado pela Lei 10848/04.** XVI Seminário de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, 2004.

MACIEIRA, Leonardo dos Santos. **Risco Moral no Cálculo do Reposicionamento Tarifário: O Problema do Oportunismo das Distribuidoras de Energia Elétrica.** Dissertação submetida à Universidade de Brasília, 2006.

MELEK, Ambrosio. **Avaliação Econômica em Sistemas Elétricos de Potência.** Relatório da Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL. Curitiba, 1992.

MELLO, Celso. Antônio Bandeira de. Curso de direito administrativo. 14. ed. Malheiros, 2001.

MORITZ, Ricardo. **Metodologia de Cálculo e Análise de Revisão Extraordinária das Tarifas de Energia Elétrica. Um enfoque no Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão das Distribuidoras.** Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina, 2001.

OLIVEIRA, Ridalvo Medeiros Alves de . **O Impacto do Racionamento nos Resultados das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica: Um Estudo nas Empresas Privadas da Região Nordeste.** Dissertação submetida ao Programa Multiinstitucional e Inter Regional de Pós-Graduação da UnB, UFPB, UFPE e UFRN, 2003.

PEREIRA, Newton Müller. **Repercussões da Privatização na Matriz Energética no Reino Unido.** DPCT/IG/UNICAMP, 1997.

PINDYCK, Robert S.; RUBINFELD, Daniel L. **Microeconomia.** Prentice Hall, 2002

PINHO, Diva Benevides; VASCONCELLOS, Marco Antônio Sandoval de. (Organização). **Manual de Economia.** São Paulo, Saraiva, 1998. 653 p.

PINTO JR., Helder Q.; PIRES, Melissa Cristina Pinto. **Assimetria de Informações e Problemas Regulatórios.** 2000, http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_Tecnica_ANP_009_2000.pdf

PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro.** Texto para Discussão 64. 1998, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td..>

PIRES, José Cláudio Linhares. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Texto para Discussão 76.** 2000, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td>.

POSSAS, M. L.; PONDE, J. L.; FAGUNDES, J. **Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil: Elementos para um quadro conceitual.**

ROCHA, Kátia; BRAGANÇA, Gabriel Fiúza de; CAMACHO, Fernando. **Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: Uma Análise Comparativa. Texto para Discussão 1153.** 2006, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td>.

SAUER, Ildo Luís. **O Racionamento de Energia Elétrica decretado em 2001: Um Estudo sobre as Causas e as Responsabilidades.** 2001.

SILVEIRA, Fabíola Sena Vieira. **Um Modelo para Planejamento Econômico-Financeiro de Empresas de Energia Elétrica adequado ao Ambiente Competitivo.** Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina, 1997.

SQUIRE, Lyn; TAK, Herman G. Van der. **Análise Econômica de Projetos.** Livros Técnicos e Científicos Editora LTDA, 1979.

STIGLER, George J. **A Teoria dos Preços: Análise Microeconômica.** São Paulo, Atlas, 1970.

STIGLITZ, Joseph E; WALSH, Carl E. **Introdução à Microeconomia.** Rio de Janeiro, Campus, 2003.

VILLELA, Annibal V.; MACIEL, Cláudio S. **A Regulação do Setor de Infra-Estrutura Econômica: Uma Comparação Internacional. Texto para Discussão 684.** 1999, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td>.

WOILER, Sansão; MATHIAS, Washington Franno. **Projetos: Planejamento, elaboração e análise.** São Paulo, Atlas, 1984.

APÉNDICE A

CASO BASE SEM FATOR Xe (Em R\$)

ITEM	Mês Revisão abr/07	Ano Teste abr/07 mar/08	Ano Referência abr/08 mar/09	Ano Referência abr/09 mar/10	Ano Referência abr/10 mar/11	Ano Referência abr/11 mar/12
PARÂMETROS						
WACC Real Postax (%)		11,26%	11,26%	11,26%	11,26%	11,26%
Alíquota de Imposto de Renda (%)		34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Crescimento de Clientes (%)		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Clientes (Un.)	3.000.000	3.090.000	3.182.700	3.278.181	3.376.526	3.477.822
Crescimento de Demanda (%)		2,50%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Demanda (MWh)	9.000.000	9.225.000	9.778.500	10.365.210	10.987.123	11.646.350
ATIVO IMOBILIZADO						
Redes	2.500.000.000	2.567.500.000	2.690.740.000	2.819.895.520	2.955.250.505	3.097.102.529
Subestações	200.000.000	205.100.000	216.790.700	229.147.770	242.209.193	256.015.117
Ramal Cliente	400.000.000	412.000.000	424.360.000	437.090.800	450.203.524	463.709.630
Ativo Imobilizado Distribuição	3.100.000.000	3.184.600.000	3.331.890.700	3.486.134.090	3.647.663.222	3.816.827.276
Ativo Imobilizado Subtransmissão	1.600.000.000	1.681.335.272	1.769.216.227	1.857.106.446	1.945.005.819	2.032.914.237
Ativo Imobilizado Geração	100.000.000	103.330.000	106.770.889	110.326.360	114.000.227	117.796.435
Total Ativo Imobilizado	4.800.000.000	4.969.265.272	5.207.877.816	5.453.566.895	5.706.669.268	5.967.537.948
INVESTIMENTO						
Investimento em Distribuição		104.013.914	167.602.526	175.495.512	183.765.966	192.432.143
Investimento em Expansão da Subtransmissão		81.335.272	87.880.955	87.890.219	87.899.373	87.908.419
Investimento em Renovação da Subtransmissão		18.664.728	12.119.045	12.109.781	12.100.627	12.091.581
Investimentos em Subtransmissão		100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000
Investimentos em Geração		3.330.000	3.440.889	3.555.471	3.673.868	3.796.208
Investimento		207.343.914	271.043.415	279.050.983	287.439.834	296.228.351
BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA						
Base de Remuneração Regulatória Bruta	4.800.000.000	5.007.343.914	5.278.387.329	5.557.438.312	5.844.878.145	6.141.106.496
Depreciação Acumulada	(2.600.000.000)	(2.826.560.000)	(3.062.906.633)	(3.312.046.515)	(3.574.357.603)	(3.850.235.851)
Capital de Giro / (VPB – (PIS/COFINS + P&D) (%)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Capital de Giro	50.000.000	50.000.000	53.000.000	56.180.000	59.550.800	63.123.848
Base de Remuneração Regulatória Líquida	2.250.000.000	2.230.783.914	2.268.480.696	2.301.571.797	2.330.071.342	2.353.994.493
Taxa Contábil de Depreciação (%)		4,72%	4,72%	4,72%	4,72%	4,72%
Depreciação		226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.311.088	275.878.248
EBIT						
Fator Xe (%)			0,0000%	0,0000%	0,0000%	0,0000%
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)		119,24	119,24	119,24	119,24	119,24
Receita Anual		1.100.000.000	1.166.000.000	1.235.960.000	1.310.117.600	1.388.724.656
Custo de O&M Pessoal		90.000.000	92.700.000	95.481.000	98.345.430	101.295.793
Custo de O&M MSO		110.000.000	116.600.000	123.596.000	131.011.760	138.872.466
Custo de O&M		200.000.000	209.300.000	219.077.000	229.357.190	240.168.259
Custo de Gestão Comercial Pessoal		60.000.000	61.800.000	63.654.000	65.563.620	67.530.529
Custo de Gestão Comercial MSO		60.000.000	61.800.000	63.654.000	65.563.620	67.530.529
Custo de Gestão Comercial		120.000.000	123.600.000	127.308.000	131.127.240	135.061.057
Custo de Administração Pessoal		70.000.000	72.100.000	74.263.000	76.490.890	78.785.617
Custo de Administração MSO		40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000
Custo de Administração		110.000.000	112.100.000	114.263.000	116.490.890	118.785.617
Custo Empresa de Referência		430.000.000	445.000.000	460.648.000	476.975.320	494.014.932
Inadimplência		6.000.000	4.800.000	3.600.000	2.400.000	1.200.000
Depreciação		226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.311.088	275.878.248
PIS/COFINS + P&D		100.000.000	106.000.000	112.360.000	119.101.600	126.247.696
Despesas operacionais		762.560.000	792.146.633	825.747.882	860.788.008	897.340.877
Earnings Before Interest and Taxes		337.440.000	373.853.367	410.212.118	449.329.592	491.383.779

CASO BASE - CÁLCULO DO FATOR Xe (Em R\$)

ITEM	Mês Revisão	Ano Teste	Ano Referência	Ano Referência	Ano Referência	Ano Referência
	abr/07	abr/07 mar/08	abr/08 mar/09	abr/09 mar/10	abr/10 mar/11	abr/11 mar/12

PARÂMETROS

WACC Real Postax (%)		11,26%	11,26%	11,26%	11,26%	11,26%
Alíquota de Imposto de Renda (%)		34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%
Crescimento de Clientes (%)		3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Clientes (Un.)	3.000.000	3.090.000	3.182.700	3.278.181	3.376.526	3.477.822
Crescimento de Demanda (%)		2,50%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Demanda (MWh)	9.000.000	9.225.000	9.778.500	10.365.210	10.987.123	11.646.350

ATIVO IMOBILIZADO

Redes	2.500.000.000	2.567.500.000	2.690.740.000	2.819.895.520	2.955.250.505	3.097.102.529
Subestações	200.000.000	205.100.000	216.790.700	229.147.770	242.209.193	256.015.117
Ramal Cliente	400.000.000	412.000.000	424.360.000	437.090.800	450.203.524	463.709.630
Ativo Imobilizado Distribuição	3.100.000.000	3.184.600.000	3.331.890.700	3.486.134.090	3.647.663.222	3.816.827.276
Ativo Imobilizado Subtransmissão	1.600.000.000	1.681.335.272	1.769.216.227	1.857.106.446	1.945.005.819	2.032.914.237
Ativo Imobilizado Geração	100.000.000	103.330.000	106.770.889	110.326.360	114.000.227	117.796.435
Total Ativo Imobilizado	4.800.000.000	4.969.265.272	5.207.877.816	5.453.566.895	5.706.669.268	5.967.537.948

INVESTIMENTO

Investimento em Distribuição		104.013.914	167.602.526	175.495.512	183.765.966	192.432.143
Investimento em Expansão da Subtransmissão		81.335.272	87.880.955	87.890.219	87.899.373	87.908.419
Investimento em Renovação da Subtransmissão		18.664.728	12.119.045	12.109.781	12.100.627	12.091.581
Investimentos em Subtransmissão		100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000
Investimentos em Geração		3.330.000	3.440.889	3.555.471	3.673.868	3.796.208
Investimento		207.343.914	271.043.415	279.050.983	287.439.834	296.228.351

BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

Base de Remuneração Regulatória Bruta	4.800.000.000	5.007.343.914	5.278.387.329	5.557.438.312	5.844.878.145	6.141.106.496
Depreciação Acumulada	(2.600.000.000)	(2.826.560.000)	(3.062.906.633)	(3.312.046.515)	(3.574.357.603)	(3.850.235.851)
Capital de Giro / (VPB – (PIS/COFINS + P&D) (%)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Capital de Giro	50.000.000	50.000.000	52.574.356	55.281.257	58.127.530	61.120.348
Base de Remuneração Regulatória Líquida	2.250.000.000	2.230.783.914	2.268.055.052	2.300.673.055	2.328.648.072	2.351.990.993
Taxa Contábil de Depreciação (%)		4,72%	4,72%	4,72%	4,72%	4,72%
Depreciação		226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.311.088	275.878.248

EBIT

Fator Xe (%)			0,8031%	0,8031%	0,8031%	0,8031%
Tarifa Média da Parcela B (R\$/MWh)		119,24	118,28	117,33	116,39	115,46
Receita Anual		1.100.000.000	1.156.635.824	1.216.187.663	1.278.805.654	1.344.647.665
Custo de O&M Pessoal		90.000.000	92.700.000	95.481.000	98.345.430	101.295.793
Custo de O&M MSO		110.000.000	116.600.000	123.596.000	131.011.760	138.872.466
Custo de O&M		200.000.000	209.300.000	219.077.000	229.357.190	240.168.259
Custo de Gestão Comercial Pessoal		60.000.000	61.800.000	63.654.000	65.563.620	67.530.529
Custo de Gestão Comercial MSO		60.000.000	61.800.000	63.654.000	65.563.620	67.530.529
Custo de Gestão Comercial		120.000.000	123.600.000	127.308.000	131.127.240	135.061.057
Custo de Administração Pessoal		70.000.000	72.100.000	74.263.000	76.490.890	78.785.617
Custo de Administração MSO		40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000	40.000.000
Custo de Administração		110.000.000	112.100.000	114.263.000	116.490.890	118.785.617
Custo Empresa de Referência		430.000.000	445.000.000	460.648.000	476.975.320	494.014.932
Inadimplência		6.000.000	4.800.000	3.600.000	2.400.000	1.200.000
Depreciação		226.560.000	236.346.633	249.139.882	262.311.088	275.878.248
PIS/COFINS + P&D		100.000.000	105.148.711	110.562.515	116.255.059	122.240.697
Despesas operacionais		762.560.000	791.295.344	823.950.397	857.941.468	893.333.878
Earnings Before Interest and Taxes		337.440.000	365.340.480	392.237.266	420.864.186	451.313.787

ANEXO 1

Anexo ao Ofício Circular nº 911/2006–SFF/ANEEL, de 07/06/ 2006

Quadro 1 – Nome do agente por extenso, seguido do número do Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) – Apuração da Receita Operacional Líquida (ROL)¹ referente ao período de mês/ano a mês/ano – Ciclo 200X/200Y.

Item	Valores ² (em reais)
Receitas de venda de energia elétrica (fornecimento e suprimento)	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	
Renda da prestação de serviços	
Arrendamentos e aluguéis	
Serviço taxado	
Outras receitas operacionais	
Total 1 (valor positivo)	
(-) Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS	
(-) Plano de Integração Social – PIS/Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP	
(-) Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS	
(-) Quota anual da Reserva Global de Reversão – RGR	
(-) Quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC	
(-) Quota anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	
(-) Despesas com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	
(-) Despesas com os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento ³ – P&D	
(-) Despesas com os Programas de Eficiência Energética ⁴ – PEE	
(-) Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	
Total 2 (valor negativo)	
Receita Operacional Líquida (Total 1 + Total 2)	

Quadro 2 – Nome do agente por extenso, seguido do número do Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) – Valores a serem aplicados em programas de Pesquisa e Desenvolvimento e/ou de Eficiência Energética, bem como a serem recolhidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Tecnológico – FNDCT e Ministério de Minas e Energia – MME, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Item	Valores (em reais)
Programas de Pesquisa e Desenvolvimento	
Programas de Eficiência Energética	
Fundo Nacional de Desenvolvimento Tecnológico – FNDCT	
Ministério de Minas e Energia – MME	
Total (1% da ROL)	

¹ Definida no §1º, art. 1º, Resolução Normativa ANEEL nº 185, de 21/05/2001, com redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 219, de 11/04/2006.

² Valores relativos ao período de doze meses definido para o agente, mencionado no título de planilha, ou outro especificamente definido na legislação.

³ Previstos na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

⁴ Previstos na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.