

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA - UFSC
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**ASPECTOS RELEVANTES DO MÉTODO
FLUXO DE CAIXA DESCONTADO NA
AVALIAÇÃO DE EMPRESAS DE ENERGIA
ELÉTRICA EM PROCESSO DE
PRIVATIZAÇÃO**

EDILSON ANTONIO CATAPAN

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa
Catarina para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia de Produção.

**Florianópolis/SC
2001**

Edilson Antonio Catapan

**ASPECTOS RELEVANTES DO MÉTODO
FLUXO DE CAIXA DESCONTADO NA
AVALIAÇÃO DE EMPRESAS DE ENERGIA
ELÉTRICA EM PROCESSO DE
PRIVATIZAÇÃO**

Esta dissertação foi julgada adequada e aprovada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção no Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis/SC, 17 de abril de 2001.

Prof. Ricardo Miranda Barcia, Ph.D.
Coordenador do Curso

Prof. Emílio Araújo Menezes, Dr.
Orientador

Banca Examinadora

Prof. Emílio Araújo Menezes, Dr.
Presidente

Prof. Nelson Casarotto Filho, Dr.
Membro

Prof. Walter Saurin, Dr.
Membro

AGRADECIMENTOS

Tenho a grata satisfação de citar algumas pessoas, pelas quais tenho profundo afeto e admiração, que contribuíram decisivamente para a realização desta dissertação. Externo meus sinceros agradecimentos:

Ao Professor Doutor Emílio Araújo Menezes, pela competência, sabedoria, humildade e empenho dedicados à orientação deste trabalho;

Aos Professores membros da Banca Examinadora, pela sua participação e valiosas contribuições;

Ao Doutor Ferdinando Schauenburg, Diretor de Finanças da Companhia Paranaense de Energia – COPEL, pelo seu apoio decisivo para o ingresso no mestrado, e seu constante incentivo ao desenvolvimento humano, técnico e gerencial dos colaboradores da Empresa.

Ao amigo e mestrando Marcelo Coser, pelo incondicional apoio, leitura e revisão da redação deste trabalho;

Aos amigos Francisco e Ricardo, e componentes da equipe da Coordenadoria de Planejamento Financeiro da COPEL, pelo companheirismo e intercâmbio de informações que foram fundamentais para esta conquista.

À minha esposa Rosi,
para que Deus sempre ilumine o seu caminho e
pelas suas inigualáveis virtudes:
amor, dedicação, perseverança e incentivo.

Aos meus filhos Anderson e Dariane,
paz e saúde, e que, principalmente nos momentos de crise,
consigam encontrar a luz necessária à consecução dos seus ideais.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	p. viii
LISTA DE QUADROS.....	p. ix
ABREVIATURAS	p. x
RESUMO	p. xii
ABSTRACT	p. xii
1 Introdução.....	1
1.1 Considerações Iniciais.....	1
1.2 Justificativa.....	2
1.3 Problema	5
1.4 Objetivos	5
1.5 Metodologia	6
1.6 Limitações Do Trabalho.....	7
1.7 Estrutura Do Trabalho.....	7
2 Setor de energia elétrica brasileiro	8
2.1 Características Do Setor Elétrico	8
2.2 Histórico Do Setor Elétrico Brasileiro	11
2.3 Estrutura e Organização do Setor de Energia Elétrica	12
Principais Agentes.....	13
Geração e Transmissão de Energia Elétrica.....	14
Horizontes de Planejamento.....	15
2.4 O Mercado De Energia Elétrica.....	16
Consumo de Energia Elétrica.....	16
Tarifas e reajustes	18
Tarifas de Fornecimento	18
Tarifa de Suprimento	20

Reajuste das Tarifas	20
Perspectivas.....	21
Plano Decenal de Expansão.....	21
Riscos de <i>Déficit</i>	22
Medidas Governamentais	23
2.5 As Privatizações Do Setor	24
2.6 O Processo De Reestruturação Do Setor Elétrico.....	27
2.7 Considerações.....	30
3 MÉTODO DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO DA ENTIDADE (DCF – Discounted Cash Flow) ..32	
3.1 Introdução.....	32
3.2 Análise do Desempenho Histórico.....	36
3.2.1 Calcular NOPLAT.....	37
3.2.2 Calcular Capital Investido	38
3.2.3 Calcular os Value Drivers	40
Retorno sobre o Capital Investido	40
Fluxo de Caixa Livre (FCF - <i>free cash flow</i>)	42
3.2.4 Desenvolver Perspectiva Histórica Integrada.....	45
3.2.5 Analisar a Saúde Financeira do Pontode Vista de Crédito.....	45
3.3 Projetar o Desempenho	46
3.3.1 Compreender a Posição Estratégica	46
3.3.2 Desenvolver Cenários de Desempenho	47
3.3.3 Projetar Rubricas Individuais	47
Receitas	48
Despesas.....	49
Inflação	51
Moeda Escolhida: local <i>versus</i> Internacional e <i>Real versus</i> Nominal	52
Número de Anos da Projeção	52
3.3.4 Verificar o Bom Senso da Projeção como um Todo	53
3.4 Estimativa do Custo de Capital.....	54
3.4.1 Etapa 1: Estabelecer Pesos para as Fontes de Capital	56
Estimativa da Estrutura de Capital Atual.....	56
Examinar a Estrutura de Capital de Empresas Comparáveis	57
Analisar a Estratégia de Financiamento da Alta Administração.....	58
3.4.2 Etapa 2: Estimar o Custo de Capital de Terceiros	58
Custo da Dívida em países emergentes.	58
3.4.3 Etapa 3: Estimar o Custo de Capital Próprio.....	59
Premissas.....	59
CAPM - Capital asset pricing model	60
Determinação da taxa de retorno livre de risco (r_f)	61
Prêmio pelo Risco do País.....	61
Determinação do prêmio de risco de mercado $E(r_m) - r_f$	64
Estimativa do risco sistemático -B (beta)	65
O Beta Está Morto?.....	67

	Modelo de Precificação por Arbitragem - APM (Arbitrage Pricing Model)	70
	Prêmio pelo risco do país.....	71
3.5	Estimativa do Valor da Perpetuidade	72
3.5.1	Etapa 1: Selecionar uma Técnica Apropriada	72
	Três técnicas de DCF	72
3.5.2	Etapa 2: Selecionar o Horizonte de Projeção	73
3.5.3	Etapa 3: Estimar os Parâmetros	73
3.5.4	Etapa 4: Trazer a perpetuidade a Valor Presente	74
3.6	Cálculo e interpretação dos resultados	75
3.6.1	Etapa 1: Calcular e tetar Resultados	75
3.6.2	Etapa 2: Interpretar os Resultados no Contexto de Decisão	76
3.7	Resumo.....	77
3.8	Considerações.....	80
4	APLICAÇÃO DO MÉTODO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO NA COMPARAÇÃO DE DUAS AVALIAÇÕES DE UMA EMPRESA DE ENERGIA ELÉTRICA EM SEU PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO	82
4.1	Introdução.....	82
4.2	Projeção do desempenho	83
4.3	Custo do capital	88
4.4	Valor da perpetuidade	90
4.5	Cálculo do valor da empresa.....	91
4.6	Análise dos Resultados	91
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	94
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100
7	Glossário.....	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor de Energia Elétrica	12
Figura 2 - Nova estrutura do mercado de energia.....	28
Figura 3 - Como calcular o prêmio pelo risco do país – Exemplo da Argentina	64
Figura 4 - Estimativa do beta – exemplo do Pão de Açúcar.....	69
Figura 5 - Resumo do cálculo do custo do capital acionário – exemplo do Pão de Açúcar	70

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Dados sobre o sistema elétrico em 1998	15
Quadro 2 - Brasil - Consumo por Classes - GWh	16
Quadro 3 - Dados do Consumidor Residencial	17
Quadro 4 - Brasil - Consumo Final de Energia por Fonte - %	18
Quadro 5 - Riscos de Déficit de Energia (%)	22
Quadro 6 - Privatizações no setor de Energia Elétrica	25
Quadro 7 - Privatizações Previstas (UFRJ, 2000)	26
Quadro 8 – Etapas da avaliação.....	34
Quadro 9 - Balanço patrimonial (em US\$ milhões)	35
Quadro 10 - Demonstração de resultados (US\$ milhões)	36
Quadro 11 - Cálculo do NOPLAT e conciliação com a receita líquida contábil	37
Quadro 12 - Cálculo do capital investido a partir dos ativos ou das fontes de capital.....	38
Quadro 13 - Cálculo do ROIC (US\$ milhões).....	41
Quadro 14 - Cálculo do fluxo de caixa livre e sua conciliação com o fluxo de caixa total disponível aos investidores (US\$ milhões).....	42
Quadro 15 - Exemplo de cálculo do custo da dívida	59
Quadro 16 - Resumindo o cálculo do custo do capital - Exemplo do Pão de Açúcar	71
Quadro 17 - Exemplo resumido de uma avaliação através de fluxos de caixa descontados (valores em US\$ milhões, valor por ação em US\$).....	78

ABREVIATURAS

ANEEL – Agência nacional de energia elétrica.

APM – *Arbitrage Pricing Model*: modelo de precificação (de ativos de capital) por arbitragem

BNDES – Banco nacional de desenvolvimento econômico e social.

CADE – Conselho administrativo de defesa econômica.

CAPM – *Capital asset pricing model*: modelo de precificação de ativos de capital

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CNPE – Comitê nacional de política energética

CTEM - Comitê técnico para estudos de mercado

CVM – Comissão de valores mobiliários.

DCF – *Discounted cash flow*: fluxos de caixa descontados

DEM - Departamento de estudos de mercado

EBIT – *Earning before Interest an taxes*: lucro antes dos juros e impostos – LAJIR

EEE – Empresas de energia elétrica.

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

FCFs – *Free cash flows*: fluxos de caixa livres

Ibama – Instituto brasileiro do meio ambiente e dos recursos naturais renováveis.

MCT – Ministério da ciência e tecnologia

MF – Ministério da fazenda.

MJ – Ministério da Justiça

MMA – Ministério do meio ambiente.

MME – Ministério das minas e energia.

MPO – Ministério do planejamento, orçamento e gestão.

MSO – Despesas de materiais, serviços de terceiros e outros.

NOPLAT – *Net operating profits less adjusted taxes*: lucro operacional líquido menos impostos ajustados. Reflete o resultado operacional, depois de impostos, de uma empresa caso fosse inteiramente financiada por capital acionário (ou seja, sem qualquer consideração de benefícios fiscais decorrentes da dedutibilidade dos juros sobre as dívidas) e desconsideradas quaisquer receitas ou despesas extraordinárias.

ONS – Operador nacional do sistema.

P&D – Pesquisa e desenvolvimento.

P/L – índice preço/lucro: o valor de mercado das ações de uma empresa dividido pelo seu lucro ou, de forma equivalente, o preço da ação dividido pelo lucro por ação.

PROCON – Procuradoria da defesa do consumidor.

ROIC – *Return on invested capital*: retorno sobre o capital investido.

SAE – Secretaria de assuntos econômicos.

SEAE – Secretaria de Acompanhamento Econômico.

SEB – Setor elétrico brasileiro.

SEN – Secretaria de energia.

TCU – Tribunal de contas da união

V/PL – Índice de valor de mercado do capital acionário / patrimônio líquido contábil: resultado da divisão do valor de mercado das ações de uma empresa pelo seu patrimônio líquido contábil.

WACC – *Weighted average cost of capital*: custo médio ponderado do capital.

CATAPAN, Edilson Antonio. **Aspectos Relevantes do Método Fluxo de Caixa Descontado na Avaliação de Empresas de Energia Elétrica em Processo de Privatização**. 2001. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção). Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Universidade Federal de Santa Catarina- UFSC, Florianópolis/SC.

RESUMO

O objetivo deste estudo é demonstrar os aspectos relevantes na utilização do método de Fluxo de Caixa Descontado na avaliação de empresas de energia elétrica em processo de privatização. São apresentadas a metodologia de avaliação de empresas e precificação de ativos, e também informações sobre a reestruturação do setor elétrico brasileiro, com vistas a fundamentar aspectos técnicos, legais, institucionais e financeiros, necessários às avaliações de empresas de energia elétrica em processo de privatização, a fim de subsidiar futuras avaliações. O método fluxo de caixa descontado, tem sido reconhecido como eficiente tradutor do valor econômico de um empreendimento. Um dos aspectos relevantes é a consideração mais realista do risco do país. Teremos a oportunidade da confrontação entre duas avaliações da mesma empresa privatizada. As diferenças permitirão uma melhor compreensão das variáveis relevantes que definem o valor da empresa (ROIC e a taxa de crescimento).

PALAVRAS CHAVE

Avaliação de Empresas; Fluxo de Caixa Descontado; Custo de Capital; Privatização.

CATAPAN, Edilson Antonio. **Relevants Aspects of Discounted Cash Flow (DCF) Method in the Companies Evaluation of Electric Energy in Privatization Process.** 2001. 106 p. Dissertation (Mastership in Engineering Production). Pós-Graduation Program in Engineering Production, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis/SC.

ABSTRACT

The object of this study is to show the relevants aspects of Discounted Cash Flow (DCF) method in the companies evaluation of electric energy in privatization process. It is presented the methodology of companies evaluation and pricing of asset, and also information on the reorganization of the Brazilian electric sector, with sights to base, the necessary legal, institucional, financial and technical aspects, to the evaluations of electric energy companies in privatization process, in order to subsidize future evaluations. The method DCF, has been recognized as an efficient translator of the economic value of an enterprise. One of the excellent aspects is the most realistic consideration of risk in the country. We will have the chance of the confrontation between two evaluations of the same privatized company. The differences will allow a better understanding of the excellent variable that define the value of the company (ROIC and the tax of growth).

KEY WORDS

Companies Evaluation; Discounted Cash Flow; Capital Cost; Privatization.

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Na concepção original, o SEB foi estruturado de forma a financiar sua expansão, a partir de recursos internacionais e do próprio setor. Assim, a equação financeira relativa à expansão e operação, foi elaborada considerando-se a harmonia entre recursos próprios (advindos das tarifas), recursos de terceiros (financiamentos) e aportes de capital dos acionistas.

A escassez de recursos internacionais e o elevado custo dos financiamentos nacionais, motivaram a inviabilidade dos planos de expansão das empresas estatais.

Isto motivou, nos últimos anos, profundas mudanças. A iniciativa privada, focada em uma estrutura competitiva, vêm predominando sobre o antigo modelo estatal. O arcabouço legal que vêm sustentando e propiciando novos rumos ao setor elétrico está em fase de transição para viabilizar o modelo competitivo.

Para permitir a expansão e a concorrência, aliados à necessidade de equilíbrio das contas públicas, União e Estados iniciaram a privatização de suas EEE.

O valor atribuído a estas empresas tem sido alvo de polêmica nos leilões ocorridos até recentemente. Neste contexto, as técnicas de avaliação de negócios se tornam foco de notório interesse.

Em razão do exposto, o objeto deste estudo é a aplicação do método de Fluxo de Caixa Descontado na avaliação de EEE em processo de privatização.

1.2 Justificativa

Há muitas razões que determinam a realização de uma pesquisa. Uma delas é a razão de ordem intelectual que advém do desejo de conhecer pela própria satisfação de conhecer, envolve desenvolver e testar teorias e hipóteses que sejam interessantes para o investigador e que possam ter alguma aplicação no futuro. A outra, de ordem prática, pode conduzir à formulação de problemas de pesquisa, como respostas a problemas relevantes para subsidiar uma ação ou prever acontecimentos (GIL, 1991).

À medida que avança a globalização dos mercados de capitais, a avaliação torna-se mais importante nos mercados emergentes.

Nos últimos anos, consequência da crescente onda de fusões, aquisições e privatizações, a avaliação do valor de uma empresa, base para estas negociações, tornou-se matéria de importância cada vez maior. Esta avaliação é o resultado da combinação da análise estratégica do negócio e suas particularidades, com a aplicação de modelos teóricos financeiros.

O conhecimento de técnicas de avaliação de empresas e precificação de ativos, aliados ao conhecimento da legislação que regem o setor elétrico, tornam-se elementos de fundamental importância no modelo de desestatização brasileira.

Tendo em vista os vários grupos de interesse envolvidos (governo, compradores, financiadores e sociedade), é imprescindível explicitar os principais aspectos envolvidos na determinação do valor da empresa. Daí a importância de uma avaliação eficaz, que atenda às expectativas de cada um destes grupos, neste contexto.

O conflito de interesses na avaliação das empresas fica claro na explanação por MARTÍNEZ (1997, p. 121): “[...] A transferência das empresas estatais para o setor privado envolve um conflito de interesses entre três papéis desempenhados pelo Estado. O Estado-proprietário busca maximizar o preço de venda de seus ativos, enquanto o Estado-regulador pretende incentivar a competição e garantir a estabilidade do setor no longo prazo e o Estado-cidadão quer o menor preço da energia para os consumidores. Estes objetivos envolvem um *trade-off*, ou seja, o ganho obtido em uma direção representa perda em outro lado. Toda empresa gostaria de operar em um regime de monopólio com liberdade de fixação de tarifas. Neste “mundo ideal”, o preço a ser pago por uma concessão seria indubitavelmente mais elevado que em um regime de competição e/ou preços controlados.”

O método DCF, tem sido reconhecido como eficiente tradutor do valor econômico de um empreendimento. Nele o desempenho da empresa é analisado sob o enfoque operacional e do mercado (os resultados não-operacional e financeiro são avaliados à parte).

Também nos cita MARTÍNEZ (1997, p. 122): “O mercado avalia os ativos pelo seu potencial de geração de caixa, por um período determinado, em geral ao redor de 30 anos. Uma usina geradora vale, portanto, a receita que poderá auferir neste período, menos as despesas, trazidas ao valor presente.”

Outro argumento é o fato de que os fluxos de caixa do setor são positivos e uma condição de razoável estabilidade quanto às previsões de comportamento do seu mercado consumidor, compatível com as características do método.

Também pelas situações reais observadas nos processos de privatização, em sua maioria verificou-se a utilização do método DCF da Entidade.

A respeito, nos cita MARTINS (2000, p. 5): “[...] É comum hoje dizer que o valor econômico de qualquer bem corresponde ao valor presente do fluxo líquido de caixa que se espera que esse bem produza no futuro. O mesmo aplica-se ao caso da empresa como um todo; esse é o critério mais utilizado nos processo de avaliação de empresas para fins de negociação, fusão, cisão, privatização etc. O alvo é sempre o caixa e, no fundo, o que interessa é o futuro [...]”, e COPELAND (2000, p. 65) afirma: “Acreditamos que o administrador que esteja interessado em maximizar o valor das ações deve usar a análise do fluxo de caixa descontado (DCF – *Discounted Cash Flow*), e não o lucro por ação, para tomar suas decisões. A técnica do DCF captura todos os elementos que afetam o valor da empresa de maneira abrangente, porém direta. Além disso, ela encontra forte sustentação em pesquisas sobre como os mercados realmente avaliam as empresas.”

COPELAND justifica, ainda, a utilização do modelo da entidade como (2000, p. 123):

- ? A avaliação separada de todos os componentes do valor total da entidade ajuda a identificar e a compreender as fontes de investimento e financiamento que geram valor para os acionistas.
- ? O modelo ajuda a detectar oportunidades importantes na busca de idéias para a criação de valor.

- ? Ele pode ser aplicado consistentemente em diferentes níveis de agregação e é compatível com o processo de orçamento de investimentos com o qual a maioria das empresas já está familiarizada.
- ? É sofisticado o suficiente para lidar com a complexidade da maioria das situações e ao mesmo tempo fácil de implementar, utilizando-se para isso aplicativos e equipamentos de computação comuns.

Percebe-se a importância de se conhecer melhor este método de avaliação, seus pontos fortes e suas limitações.

Adicionalmente, a determinação do custo do capital acionário, um dos componentes do custo de capital utilizado pelo método DCF, é necessário para outras avaliações. A avaliação do desempenho econômico das empresas, através de métodos como EVA (economic value added), necessita da estimativa do custo do capital próprio. Também, na avaliação de investimentos, a definição do retorno mínimo que supere o custo do capital, carece da estimativa do custo do capital próprio.

Se em países desenvolvidos há controvérsias na aplicação do CAPM para avaliação do custo do capital próprio, em países emergentes aumentam os pontos polêmicos. Um dos aspectos relevantes é a consideração do risco do país. Tentaremos levantar argumentos para uma avaliação mais realista deste componente.

É oportuno citar, segundo Costa Jr. (1994), que a inconveniência no uso do CAPM, reside na dificuldade em se estimar o coeficiente de risco sistemático ou beta.

Outro aspecto de considerável relevância, são relativos aos dados de entrada ou premissas de uma avaliação. Tais premissas sofrem interferência de diversos fatores, as quais não são perfeitamente ajustadas em modelos determinísticos.

Desta forma, segundo Casarotto Filho (1996, p. 338), na prática ocorrem casos em que as incertezas dos dados de entrada, estimativa de vendas ou manutenção de um equipamento por exemplo, devam ser analisados sob condições de risco, utilizando-se modelos probabilísticos.

Tais situações reforçam o que a experiência têm nos demonstrado que, por mais que o tema já tenha sido explorado, verifica-se divergências na estipulação de premissas e projeção de valores, os quais interferem significativamente na determinação de valor e de uma empresa. Este fato pode ser observado nesta pesquisa, pela leitura do quarto capítulo.

Também reforça a relevância do trabalho, a oportunidade da confrontação entre duas avaliações de uma mesma empresa privatizada. As diferenças que resultarem desta comparação, permitirão uma melhor compreensão das variáveis relevantes que definem o valor da empresa.

Isto posto, torna-se oportuno um levantamento e análise de informações inerentes à reestruturação do SEB, com vistas a fundamentar aspectos técnicos, legais, institucionais e financeiros, necessários às avaliações de EEE em processo de privatização, possibilitando subsidiar futuras avaliações.

1.3 Problema

A determinação do valor de uma empresa de energia elétrica em processo de privatização, envolve outros aspectos além da aplicação de um método de cálculo financeiro. A privatização ocorre paralelamente à regulamentação do setor e num momento crítico pelo risco de *déficit*¹ no fornecimento.

Uma avaliação eficaz para determinar o valor de uma empresa de energia elétrica, deve levar em consideração os aspectos institucionais (planejamento da expansão, órgão regulador), mercadológicos (tarifas, áreas de competição, cliente cativo), regulatórios (limitação de participação no mercado, revisões tarifárias), técnicos (riscos hidrológicos, sistema interligado, despacho centralizado) e financeiros (método de avaliação, retorno do investimento).

Através de um levantamento e análise de informações quantitativas e qualitativas, no âmbito da reestruturação do SEB, propõe-se identificar as variáveis relevantes que interferem na aplicação do método fluxo de caixa descontado, para avaliação de EEE em processo de privatização.

1.4 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é apresentar a metodologia do fluxo de caixa descontado para

¹ *Déficit* – Em finanças: um excesso de despesas no orçamento (DOWNES, 1993, p 120). Utilizado no sentido de falta de energia para atendimento aos consumidores.

avaliações de EEE em processo de privatização.

Os objetivos específicos desta pesquisa são:

- ? identificar variáveis relevantes que interferem na avaliação das empresas do setor de energia elétrica em processo de privatização.
- ? apresentar a técnica do fluxo de caixa descontado, no que tange a aspectos conceituais e metodológicos.
- ? constatar possíveis divergências, resultantes da aplicação do método DCF, através do comparativo de duas avaliações (caso real) de uma empresa de energia elétrica em processo de privatização.

1.5 Metodologia

O estudo se caracteriza pela pesquisa descritiva exploratória, com enfoque na análise documental com respaldo qualitativo, utilizando os recursos da polifonia² para sustentar o trabalho realizado, obedecendo os seguintes procedimentos:

- ? Pesquisa descritiva e bibliográfica;
- ? Definição das variáveis institucionais, através do levantamento do estágio do processo de reestruturação do SEB;
- ? Identificação das principais premissas operacionais para projeção;
- ? Definição do modelo conceitual do DCF;
- ? Confrontação da aplicação do modelo DCF, elaborado por duas consultorias independentes.

² O recurso da polifonia consiste na incorporação de outros trabalhos, de outros enunciados. A polifonia pode vir do autor, de terceiros ou da opinião pública (FLORES, 1994).

1.6 Limitações Do Trabalho

A amplitude do trabalho foi delineada com os seguintes aspectos limitantes:

- ? baseado em empresas do SEB, especificamente no segmento de distribuição de energia elétrica;
- ? analisado exclusivamente o método Fluxo de Caixa Descontado da Entidade;
- ? não abordado a utilização de outros métodos de DCFs, métodos de precificação de opções e avaliação de empresas com vários negócios.

1.7 Estrutura Do Trabalho

Organizou-se o presente estudo em cinco capítulos.

No primeiro capítulo, foi dado ênfase à parte introdutória, definindo e equacionando o problema, mostrando porque é importante resolvê-lo, e expondo o objetivo geral e específico do trabalho.

No segundo capítulo, apresentou-se um panorama do SEB, contemplando informações relativas ao histórico do setor, à sua reestruturação e ao processo de privatização do mesmo.

No terceiro capítulo, abordou-se a metodologia DCF, como método adotado em Avaliação de Empresas.

No quarto capítulo, se comparou o resultado da aplicação do método por duas consultorias, na avaliação de uma empresa privatizada.

No quinto capítulo, tratou-se de conclusões do trabalho, assim como, recomendações para futuras pesquisas.

Ao final, acrescentou-se um glossário para melhor entendimento do significado de termos específicos do mercado de energia elétrica ou que necessitem de esclarecimento, bem como as principais siglas utilizadas no trabalho.

CAPÍTULO II - O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

2 SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

2.1 Características Do Setor Elétrico

O atendimento do mercado consumidor depende da implantação de um sistema elétrico, constituído de três segmentos (MARTÍNEZ, 1997, p. 22):

- ? **Geração:** Transformação em eletricidade de uma fonte primária de energia, como petróleo, carvão, gás e potencial hidráulico, em usinas elétricas;
- ? **Transmissão:** envio da eletricidade gerada aos locais de consumo por meio de linhas de alta tensão;
- ? **Distribuição:** entrega da eletricidade aos consumidores finais, por meio de uma rede de baixa tensão.

A interdependência entre estes três segmentos leva à necessidade de uma coordenação feita por meio do **despacho** das usinas, visando garantir o equilíbrio elétrico do sistema, evitando sobrecargas ou *déficits*, e minimizar o custo global de produção de eletricidade. O órgão responsável pelo despacho define quais usinas entram em operação, quanto cada uma deve produzir e quais usinas permanecem em espera (MARTÍNEZ, 1997, p. 22).

Outras características importantes dos sistemas elétricos são (MARTÍNEZ, 1997, p. 22-23):

- ? a necessidade de equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda, pois não é viável estocar energia elétrica; disto resulta que, para garantir uma margem de segurança aceitável, é preciso haver capacidade ociosa no sistema;
- ? investimentos intensivos em capital³, com longo período de maturação – esta característica tem reflexos importantes no financiamento e na política de preços do setor;⁴
- ? existência de monopólios naturais⁵ nas etapas de transmissão e distribuição de eletricidade;
- ? efeitos ambientais adversos decorrentes da produção de eletricidade;
- ? alto grau de dependência da sociedade em relação ao fornecimento de energia elétrica, uma vez que a sociedade moderna foi moldada tendo como fonte de suprimento a energia elétrica, cuja ausência resulta em um “custo” para a sociedade superior ao custo de fornecer a eletricidade.

Estas características apontadas foram a base dos argumentos para o controle do setor elétrico pelo Estado, direta ou indiretamente, em todo o mundo, por se tratar de um “serviço público” essencial à sociedade e, conforme se acreditava, um “monopólio natural” (MARTÍNEZ, 1997, p.24).

A comercialização no sistema elétrico, pode se dar sob dois regimes (MARTÍNEZ, 1997, p. 24-27):

- a) Sistemas Integrados – Monopólios.** As empresas integram os três segmentos (geração, transmissão e distribuição), vendendo para os consumidores finais de eletricidade.
- b) Sistemas Desverticalizados – Competição.** Aqui, as atividades de produção e transporte são desvinculadas do comércio de energia entre produtores e consumidores.

³ Algumas empresas precisam de níveis elevados de ativos fixos e insumos relativamente baixos de mão-de-obra direta, a fim de obter seu produto acabado. As companhias de utilidade elétrica constituem um exemplo deste tipo de empresa, muitas vezes denominada de *capital-intensiva* (GITMAN, 1978, p. 214).

⁴ Os principais reflexos do caráter capital-intensivo do setor são (MARTÍNEZ, 1997, p. 22):

- a) como os investimentos são de longa maturação, o setor depende da captação de recursos de prazo equivalente; caso contrário o descompasso entre as receitas e os prazos de pagamento dos empréstimos pode causar um desequilíbrio financeiro nas empresas;
- b) em sistemas com crescimento rápido, é necessário o aporte de recursos externos, pois não há como gerar recursos internamente para financiar a expansão; estes recursos podem ser empréstimos, investimentos de risco ou aportes do governo.

⁵ Uma definição singela de monopólio natural seria uma atividade na qual a presença de mais de uma empresa causaria um aumento de custos sem contrapartida em ganhos de eficiência; desta forma, o “ótimo” para a sociedade seria apenas um ofertante. Para evitar abusos da empresa monopolista, como preços exagerados, o governo busca regulamentar estas atividades (MARTÍNEZ, 1997, p. 23).

Com a existência de diversos vendedores/produtores, surge a concorrência para vender para os consumidores finais. Pressupõe a utilização das redes de transmissão e distribuição, que deveriam permitir o livre acesso de energia pelas suas linhas, em troca do pagamento de um pedágio pelo seu uso.

Deste sistema, originam-se a figura do Comercializador⁶ e dois mercados distintos:

- ? **Mercado atacadista** – entre geradores, comercializadores e distribuidores/grandes consumidores, com energia de alta tensão. É livre, e subdivide-se em **mercado spot**⁷ (preço do dia); **contratos bilaterais** (contratos de longo prazo entre vendedores e compradores de energia, visando se proteger contra variações de preços com vigência, preço e quantidade comercializada previamente fixados); e **mercado futuro** (funcionam como *hedges* ou proteção, buscando minimizar os riscos associados à variação de preços).

- ? **Mercado varejista** – entre distribuidores e pequenos consumidores. Neste caso, para garantir a competição, a regulamentação do setor se torna muito mais detalhada do que nos regimes monopolistas.

Quanto ao tipo de fornecimento, as EEE classificam-se em (MARTÍNEZ, 1997, p. 37):

- ? **Supridoras:** a maior parte da venda é para outras empresas.

- ? **Distribuidoras:** a maior parte da venda são para os consumidores finais.

- ? **Mistas ou Integradas :** empresas que produzem e vendem energia para o seu mercado, sendo o excedente vendido para outras empresas.

⁶ Recentemente, fruto das reformas no SEB, surgiu o segmento Comercializador, onde ocorre a compra de energia de geradores e revenda a distribuidores ou diretamente ao consumidor final.

⁷ é influenciado pelo nível de armazenamento dos reservatórios das usinas, pela evolução prevista da demanda de energia e pela disponibilidade atual e futura de usinas e linhas de transmissão de energia elétrica. A idéia é que no futuro próximo o preço *SPOT* varie como o preço de uma *commodity* numa Bolsa de Mercadorias (BMF), de acordo com a relação entre oferta e demanda.

2.2 Histórico Do Setor Elétrico Brasileiro

A história do Setor Elétrico no Brasil teve um marco importante que foi a década de 50. Até este momento estava sob o comando da iniciativa privada, tendo participações importantes de empresas estrangeiras, como Brascan (Canadá) e American Foreign Power (Estados Unidos).

Começaram, então, as divergências entre os governos e as concessionárias em função da política tarifária, o que fez com que os investimentos para a melhoria e expansão da capacidade instalada diminuíssem gradativamente, provocando racionamentos (MARTÍNEZ, 1997, p. 28).

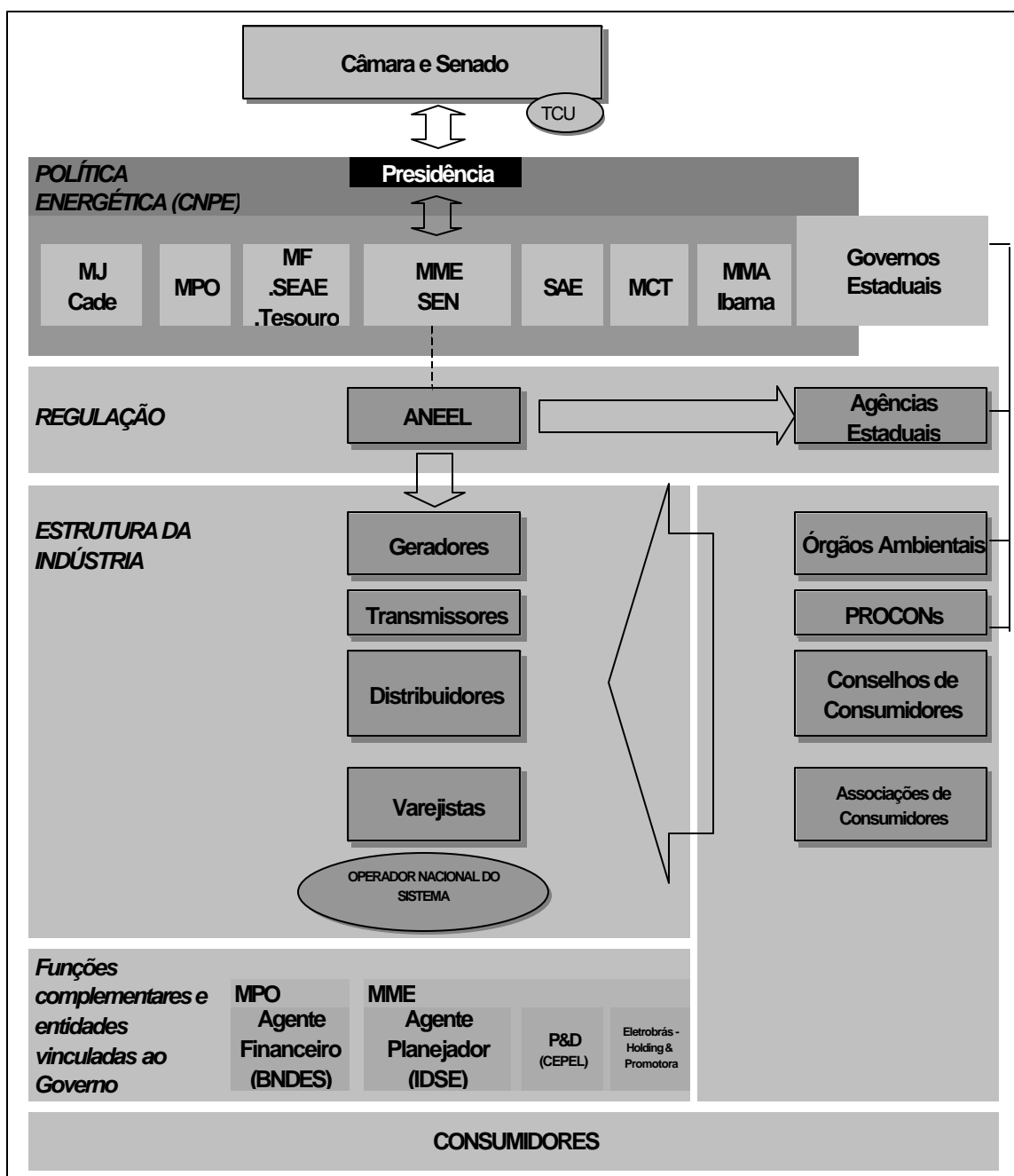
Preocupado com a crescente demanda e a necessidade de investimento no setor, o governo federal tomou a iniciativa de construir usinas e fomentar a iniciativa privada e estadual. Em 1961 foi criada pelo Governo Federal as Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, que posteriormente deram origem a duas subsidiárias: Eletrosul (1968) e Eletronorte (1972). Além disso o Governo Federal atuou na construção da usina Binacional de Itaipu e também no desenvolvimento do Programa Nuclear. Em 1973 a operação do sistema elétrico passou a ser feita pelo Grupo de Coordenação para a Operação Interligada (GCOI) e em 1982 a formulação das políticas do setor ficou a cargo do Grupo de Coordenação do Planejamento do Sistema (GCPS). Ambos coordenados pela Eletrobrás com a participação das concessionárias (MARTÍNEZ, 1997, p. 28-29).

Em virtude da impossibilidade de as empresas estatais sustentarem os investimentos necessários, o setor de energia elétrica brasileiro vem sendo alvo de um processo de reformas, desde meados dos anos 90, ainda não concluído em razão de uma série de dificuldades políticas e institucionais, com ênfase na entrada da iniciativa privada e privatização dos ativos existentes (PIRES, 2000, p.7).

Para viabilizar este processo o Governo, através do Ministério de Minas e Energia, coordenou o Projeto Reestruturação do SEB RE-SEB, iniciado em agosto/96, que culminou numa série de recomendações que tem norteado as reformas do setor.

2.3 Estrutura e Organização do Setor de Energia Elétrica

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor de Energia Elétrica



Fonte: Elaboração própria; MME, 1998

Principais Agentes

(MARTINEZ, 1997; MME, 2000; ONS, 2000, COOPERS & LYBRAND, 1997)

- ? **Conselho Nacional de Política Energética – CNPE** . Órgão de assessoramento do Presidente da República. Integram o CNPE: Ministro de Estado de Minas e Energia, que o presidirá; Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia; Ministro de Estado do Planejamento, Orçamento e Gestão; Ministro de Estado da Fazenda; Ministro de Estado do Meio Ambiente; Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Ministro Chefe da Casa Civil da Presidência da República; um representante dos Estados e do Distrito Federal; um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia; e um representante de universidade brasileira, especialista em matéria de energia (criação: Lei nº 9.478, de 6/8/97, estrutura: Decreto nº 3.520, de 21/6/2000).
- ? **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**. Autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal (criação: Lei nº 9.427, de 26 /12/1996).
- ? **Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS**. Agente de investimento direto (atividades residuais de financiamento), responsável pelo planejamento indicativo, coordenação e supervisão dos programas de construção, expansão e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Também é a Holding do setor elétrico, como proprietária dos sistemas de transmissão/distribuição federais não privatizados, e atuando na Geração, Transmissão e Distribuição em algumas áreas do país, deficitárias nestes setores.
- ? **Operador Nacional do Sistema – ONS**. É uma entidade privada, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração (despacho centralizado) e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados brasileiros. Os integrantes são as empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres, tendo o Ministério de Minas e Energia como membro participante, com poder de veto em questões que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. Também tomam parte nessa associação os Conselhos de Consumidores (criação: lei 9648/98).

- ? **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.** Agente de financiamento.
- ? **Geradores.** Composto pelos Geradores Federais (Nuclen, Itaipú), Geradores Federais Privatizados, Geradoras Estaduais Segregadas, Geradoras Subsidiárias de Distribuição/Comercialização (Estatual ou Privada), Produtores Independentes (sem concessão de distribuição ou área de atuação, cuja produção é vendida para as concessionárias e/ou consumidores finais), Auto-Produtores (produz para seu próprio consumo) e Cooperativas de Eletrificação Rural.
- ? **Transmissores.** Composto por empresas Transmissoras Federais e Transmissoras Subsidiárias de Distribuidores/Comercializadores.
- ? **Distribuidores/Varejistas.** Composto por empresas Distribuidoras/Comercializadoras atuando em suas áreas de concessão ou fora dela, Geradoras atuando como Comercializadoras, e Comercializadoras sem área de concessão.
- ? **Consumidores.** Composto por Clientes Cativos (sem o direito de escolher o fornecedor de energia elétrica, sendo atendido pela concessionária que dispõe do monopólio de venda no local), e Clientes Livres (tem o direito de escolher o seu fornecedor de energia e elétrica).

Com o atual processo de desverticalização e privatização das empresas, o número de agentes aumentou significativamente, bem como o nível de competição entre eles.

Geração e Transmissão de Energia Elétrica

A energia elétrica possui a característica de ser muito flexível quanto à sua utilização, sendo, entretanto, de difícil estocagem em escala comercial, quando em grandes quantidades. Deste modo, só é viável estocá-la em sua forma potencial primária – carvão, acumulação de água, combustível fóssil, etc.

A opção pela intensa utilização do potencial hidroelétrico do país determinou as características singulares do sistema.

O sistema elétrico do Brasil era até recentemente formado por dois grandes sistemas interligados, um com as empresas das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e outro reunindo as concessionárias da região Nordeste e parte da região Norte. No final de fevereiro de 1999, esses dois sistemas

foram unidos por uma linha de transmissão com 1000 MW de capacidade, a Interligação Norte-Sul, passando a formar um único sistema interligado de âmbito nacional (ONS, 1999).

Como o despacho é feito pelo ONS, a receita do gerador deverá ser igual à receita equivalente à energia firme que ele colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente de sua carga total ser despachada ou não. É a lógica do mercado subordinada à lógica da operação otimizada centralizada (PIRES, 2000, p. 27).

A capacidade total instalada ao final de 1998, bem como dados sobre o sistema brasileiro de transmissão são mostrados a seguir:

Quadro 1 - Dados sobre o sistema elétrico em 1998

Potência instalada em usinas	MW
Hidroelétricas	49.710
Térmicas	3.220
Nuclear	657
Itaipu (50%)	6.300
TOTAL	59.887
Extensão das linhas de transmissão	km
De 230 kV até 440 kV	46.090
Em 500 kV ou acima	16.004
Elo de 600 kV CC	1.612
TOTAL	63.706

Fonte: ONS

Horizontes de Planejamento

(ELETROBRÁS, 1999a)

Estudos de Longo Prazo, com horizonte de até 30 anos, onde se procuram analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador, os principais troncos e sistemas de transmissão, estabelecendo-se um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de inventário das bacias hidrográficas; são definidas as diretrizes para os estudos de médio e curto prazos e determinados os custos marginais de expansão a longo prazo.

Estudos de Curto Prazo, com horizonte de 10 anos, onde são apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal, sendo realizadas as análises das condições de suprimento ao mercado e calculados os custos marginais de expansão; são definidos os programas da distribuição, em metas físicas e financeiras, e o programa global de investimentos na geração, transmissão, distribuição e instalações gerais.

De forma a apoiar a revisão anual dos estudos de curto prazo, atualizando as diretrizes dos estudos de longo prazo em função dos novos condicionantes macroeconômicos, os Comitês Técnicos do GCPS, desenvolvem **Estudos de Médio Prazo**, com uma abrangência de 15 anos e com uma frequência de atualização anual. Estes estudos, embora não se constituam em Planos de divulgação similar aos Planos Nacionais de Energia Elétrica e Planos Decenais, representam importante instrumento de trabalho para a formulação de cenários de expansão da oferta e do sistema de transmissão, permitindo inclusive o estabelecimento de programas de estudos de viabilidade de usinas, inventário de bacias hidrográficas e localização das futuras unidades termelétricas, servindo, portanto, de base para os Planos de médio e longo prazos.

2.4 O Mercado De Energia Elétrica

Consumo de Energia Elétrica

O consumo de energia elétrica faturado pelas concessionárias, em 1999, totalizou 290.975 GWh, apresentando um crescimento de 2,2% em relação a 1998 (ELETROBRÁS, 1999b).

Quadro 2 - Brasil - Consumo por Classes - GWh

Classes	1998	%	1999	%	% 99/98
Residencial	79.378	27,9	81.328	28,0	2,5
Industrial	122.023	42,9	123.312	42,4	1,1
Comercial	41.579	14,6	43.525	15,0	4,7
Outras	41.729	14,7	42.810	14,7	2,6
Total	284.709		290.975		2,2

Fonte: DEM/Eletróbrás

A melhora do nível de renda da população, decorrente do controle do processo inflacionário, elevou significativamente o estoque domiciliar de aparelhos eletroeletrônicos, o que resultou na

expansão do consumo residencial. O consumo médio nacional por consumidor residencial, cresceu à taxa média de 4,8% ao ano no período 1994/1998, atingindo 179 KWh/mês em 1998 (ELETROBRÁS, 1999b).

Entretanto em 1999, a seqüência de elevação foi interrompida, quando alcançou 175 kWh/mês, ou seja 2,2% abaixo do verificado no ano anterior. Este indicador apresentou decréscimos mais acentuados nos Sistemas Isolados do Norte (-4,2%) e no Sistema Interligado Norte/Nordeste (-3,4%).

Quadro 3 - Dados do Consumidor Residencial

Sistemas	1998	1999	? %
	Consumidores (mil)		
NORTE Isolado	1.004	1.026	2,2
N/NE Interligado	9.156	9.781	6,8
S/SE/CO Interligado	26.786	27.861	4,0
BRASIL	36.946	38.668	4,7
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)			
NORTE Isolado	190	182	-4,2
N/NE Interligado	118	114	-3,4
S/SE/CO Interligado	200	197	-1,5
BRASIL	179	175	-2,2

Fonte: DEM/ELETROBRÁS

Nas últimas três décadas, a eletricidade alcançou grande preponderância na matriz brasileira de consumo final de energia, sendo atualmente o principal energético consumido no Brasil.

Em 1998, representou 39% de toda a energia consumida, seguida dos derivados de petróleo (óleo diesel, óleo combustível e gasolina) com 23,9%.

Quadro 4 - Brasil - Consumo Final de Energia por Fonte - %

FONTES	1970	1980	1990	1997	1998
Total – 10 ³ tep	69.166	127.702	169.418	221.595	228.288
Óleo Diesel	7,6	12,1	12,0	12,1	12,3
Óleo Combustível	9,4	12,5	5,6	5,4	5,2
Gasolina	10,5	6,8	4,3	6,3	6,4
Gás Natural	0,1	0,7	1,8	2,2	2,2
Eletricidade	16,6	27,9	37,3	38,6	39,0
Carvão Mineral	2,4	3,7	4,5	4,6	4,5
Lenha e Carvão Vegetal	42,7	20,2	12,6	7,7	7,5
Álcool	0,4	1,3	3,6	3,3	3,1
Outras	10,2	15,1	18,2	19,8	19,8

Fonte: Balanço Energético Nacional - Sinopse -1999

No período de 1990 a 1998, enquanto o PIB cresceu em média 2,6% ao ano, o consumo final de energia aumentou 3,8% ao ano e o de energia elétrica 4,4% ao ano (BNDES, 1999).

A prevalência do consumo de eletricidade na matriz energética brasileira, combinada com a opção pela hidroeletricidade e o tamanho do mercado consumidor de energia, faz com que o País possua o 10º maior parque instalado de geração do mundo e o 3º maior parque hidroelétrico (BNDES, 1999).

Tarifas e reajustes

(MARTÍNEZ, 1997, p. 63-65)

Tarifas de Fornecimento

São tarifas destinadas aos fornecimentos a consumidores finais, ou seja, indústrias, residências, comércio e outros.

A reforma do setor elétrico prevê a redução progressiva do segmento de consumidores cativos. Já a partir de julho de 2000, poderão contratar livremente a energia requerida todos os consumidores com carga mínima de 3 MW e atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV.

Aos consumidores cativos, se aplicam as tarifas reguladas pela Aneel, nos seguintes termos:

- ? Reversão de ganhos no MAE para os consumidores, através de limites para o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia no atacado;
- ? Regulação tarifária com base no regime *price cap*⁸ (preço teto);

As tarifas de energia elétrica estão divididas em dois grandes grupos, em relação aos fornecimentos por níveis de tensão:

Alta Tensão: tensões de fornecimento de 2,3 a 230 kV

Baixa Tensão: tensões de fornecimento de 110 a 440V

A estrutura tarifária está dividida em **convencional** e **horo-sazonal**, no que diz respeito aos componentes de energia e demanda, bem como a relatividade de preços nos diversos postos horários.

Tarifa Convencional: estruturada para aplicação de um preço único de demanda de potência e consumo de energia elétrica, independente dos períodos do ano e das horas de utilização do dia. A tarifa convencional é aplicada aos consumidores com baixo fator de carga, cujo comportamento do consumo não é previsível. Os fornecimentos nos níveis de tensão atendidos pela tarifa convencional, abrangem todos os efetuados em baixa-tensão (tarifa monômnia com preço apenas para a componente de energia) e opcionalmente às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV.

Tarifa horo-sazonal: é estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano. Tem preços diferenciados em relação as horas do dia (ponta e fora de ponta) e aos períodos do ano (úmido e seco).

As **classes de faturamento** (classes de consumo) são subdivididas por tipo de atividades dos consumidores: Residencial, Comercial, Serviço Público, Industrial, Iluminação Pública, Rural, Poder Público e Consumo Próprio.

⁸ Os contratos de concessão assinados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil, privatizadas ou estatais, após 1995, passaram a estabelecer um regime tarifário do tipo preço-teto (*price cap*). Este regime tarifário consiste na fixação, pelo regulador, de um preço limite inicial, para as tarifas a serem praticadas pelas concessionárias, a vigorar entre as revisões tarifárias periódicas. Durante esse intervalo, o preço-teto é reajustado anualmente por um índice de preços, o IGP-M, menos um Fator X de produtividade. Para o ciclo inicial, compreendido entre a assinatura do contrato de concessão e a primeira revisão periódica, o Fator X foi definido como igual a zero. (ANEEL, 2000)

Tarifa de Suprimento

São tarifas praticadas no fornecimento de energia em grosso às distribuidoras, e são estabelecidas nos contratos iniciais, contratos bilaterais de longo prazo ou no MAE.

A resolução 233/99, estabeleceu Valores Normativos (VN), definidos por tipo de fonte de energia, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias.

Reajuste das Tarifas

(ANEEL, 2000)

O reajuste das tarifas é dado pela seguinte equação:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 + (IGPM \cdot X)}{RA_0}$$

Onde:

IRT Índice de reajuste tarifário

VPA Valor da parcela A – custos não gerenciáveis (impostos e outros)

VPB Valor da parcela B – custos gerenciáveis pelo concessionário (custos e despesas)

X Fator de redução da parcela de custos gerenciáveis, cujo cálculo está em definição.

RA Receita anual, líquida de ICMS, pela tarifa vigente na data referência anterior e mercado referência (energia garantida da concessionária de distribuição nos doze meses anteriores).

O objetivo do IRT é repor, no momento do reajuste anual, o poder de compra da tarifa.

Desta forma, nas datas de aplicação dos reajustes contratuais os aumentos de custos não gerenciáveis, definidos no contrato de concessão, são repassados às tarifas, enquanto que a parcela de custos gerenciáveis recebe a correção pelo IGP-M, deduzido do Fator X, estabelecido pelo regulador.

Ressalte-se que a RA exclui as parcelas não reguladas correspondente aos custos de geração e de comercialização relativo aos consumidores livres optantes.

As concessionárias, quando da assinatura do contrato de concessão, reconhecem que o nível tarifário vigente naquele momento, aliado aos mecanismos de reajuste e revisões tarifárias periódica e extraordinária, é suficiente para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato. Os reajustes são de frequência anual, as revisões periódicas ocorrem por iniciativa do regulador nas datas contratuais e as revisões extraordinárias podem ocorrer a qualquer tempo,

por iniciativa da concessionária, quando da percepção de ruptura do equilíbrio econômico financeiro.

Nos processos de revisão são necessários elementos para embasar a análise econômica, que configurarão o estado da concessão para fins do reposicionamento tarifário objeto da revisão.

O Fator “X”, é o elemento utilizado para possibilitar o compartilhamento com os consumidores dos ganhos futuros decorrentes das melhorias de eficiência e de produtividade.

A respeito da aplicação do IGP-M, para correção das tarifas, a notícia que segue nos alerta para possíveis distorções causadas por este índice: “BRASÍLIA, 3 de outubro de 2000 - O Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), indexador dos contratos de energia elétrica que tem sido citado como uma espécie de vilão que alimenta a inflação, teve a sua aplicação no setor contestada, ontem, pelo coordenador da Fundação Instituto de pesquisas Econômicas (Fipe) da Universidade de São Paulo, Juarez Rizzieri. Durante um seminário sobre tarifas da área elétrica, organizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Rizzieri explicou que o IGP-M não mede variações do custo de vida e, por ser um índice que mistura aspectos do atacado com o varejo, oscila mais do que as metodologias que acompanham o custo de vida. Nas suas contas, no período entre 1980 e 2000 o IGP ficou 25% maior do que o Índice Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA), calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e adotado como o índice oficial de inflação do País. Também ficou 155% a mais do que o próprio IPC calculado pela Fipe. [...] (Gazeta Mercantil/Página A5) (Maurício Corrêa)”.

Perspectivas

Plano Decenal de Expansão

O planejamento da expansão da oferta de energia elétrica passa a ter caráter indicativo, uma vez que, no novo ambiente, a decisão de investir não é mais prerrogativa exclusiva do Estado. A entrada de novos agentes, públicos ou privados, estará sujeita às regras de mercado.

Frente a necessidade de entrarem em operação no curtíssimo prazo, o plano previu projetos emergenciais compostos na sua maioria por usinas termoeletricas a gás natural. É uma alternativa adequada para ajustar pequenos desequilíbrios entre oferta e demanda, e seria possível pela importação de gás natural da Bolívia. Comparativamente com as hidroelétricas, as termoeletricas a gás apresentam menor prazo de implantação, custos de instalação inferiores,

possibilidades de modulação e, praticamente, eliminam os investimentos em transmissão, pois normalmente são implantadas próximas aos centros de consumo (BNDES, 1998).

No Plano Decenal de Expansão 1999/2008, com a previsão de que o consumo de energia elétrica crescerá, nos próximos dez anos, à taxa média de 4,7% ao ano, o planejamento indicativo do setor elétrico projeta a necessidade de expansão da capacidade instalada de geração do País para 104.666 MW em 2008 (BNDES, 1999).

Riscos de *Déficit*

Supondo que o cronograma de implantação venha a ser cumprido, as projeções de consumo anunciam a possibilidade de ocorrência de anos críticos, em especial para o Sistema Interligado S/SE/CO, quando o risco de déficit de fornecimento será superior ao limite de 5% considerado para energia firme.

Quadro 5 - Riscos de Déficit de Energia (%)

Ano	Sul	SE/CO	Norte	Nordeste
1999	5,8	5,4	1,4	2,4
2000	9,9	9,8	4,7	5,1
2001	4,0	6,4	4,0	4,7
2002	2,1	3,0	3,0	2,9

Fonte: Plano Decenal de Expansão 1999/2008 - GCPS

Conforme se observa do quadro acima, o período crítico para a operação dos sistemas interligados, especialmente nas Regiões Sudeste e Centro-Oeste, se estende até 2001. Isto significa dizer que qualquer adiamento nos investimentos programados, que resulte na postergação das datas de início de operação destas usinas, representará uma acentuação desses riscos de déficit. Neste período deverão ser agregados ao sistema 10.728,4 MW, que demandarão cerca de R\$ 11,4 bilhões em investimentos (BNDES, 1999).

Ao se analisar o comportamento das taxas de expansão do SEB, verifica-se que, enquanto na década de 70 o ritmo de aumento da capacidade instalada de geração obedeceu à taxa média de 11,8% ao ano, na década de 80 baixou para 4,1% ao ano, reduzindo-se ainda mais nos anos 90, quando situou-se em 2,6% ao ano (BNDES, 1999).

Medidas Governamentais

Para se evitar que a oferta de energia elétrica venha se tornar obstáculo ao crescimento econômico, o Ministério de Minas e Energia tomou a iniciativa de conduzir um processo de identificação de medidas consideradas fundamentais para o estímulo a investimentos na expansão do parque gerador/transmissor brasileiro, em que pese a atual fase de transição por que passa o setor.

Em especial, estão as medidas que visam criar condições básicas para a celebração de contratos de compra de energia de longo prazo (os PPAs - *Power Purchase Agreements*) relativos às expansões de capacidade para o atendimento ao mercado, além de medidas regulatórias complementares quanto a reajustes de tarifas e a participação de autoprodutores e produtores independentes no mercado (BNDES, 1999).

Também, através do BNDES, criou o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, aplicáveis, exclusivamente, aos projetos pré-identificados como prioritários pelo MME, e estão restritas aos casos de implantação ou ampliação nos segmentos de geração - usinas hidroelétricas (inclusive Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), termoeletricas (gás natural, carvão e xisto) - de cogeração (gás, carvão, resíduos de petróleo e biomassa) e de transmissão de energia elétrica.

A notícia abaixo confirma os investimentos pretendidos: “SÃO PAULO, 6 de julho de 2000 [...] Segundo o secretário de Energia do ministério das Minas e Energia, Benedito Carraro, os 11 mil MW necessários para abastecer o País até 2004 já estão assegurados [...] O governo percebeu que é necessário aumentar a capacidade instalada do setor elétrico em 40% até 2004, o que representa 26 mil MW adicionais ao parque gerador nacional. Desse montante, 13 mil MW serão oriundos de hidrelétricas, 2 mil MW de importação, enquanto os 11 mil MW restantes devem ser supridos pelo Programa Prioritário de Termelétricas [...]. (Kátia Ogawa/IG, Panorama Setorial da Gazeta Mercantil).”

Em notícia recente, o secretário de energia Xisto Vieira Filho, afirma: “[...] “Em 2001 e 2002, o risco está abaixo de 5%”, disse. Neste ano, o risco esteve acima de 10%. A redução deveu-se ao período favorável de chuvas. [...] “As termelétricas deixarão o sistema menos dependente do regime de chuvas”, disse. A participação da geração térmica no sistema passará para 11% em 2001. Hoje, as térmicas respondem por 8% da geração. “Aumentar a participação de termelétricas não significa que a estratégia de planejamento seja baseada nessa fonte. A vocação

do país é hidráulica”, disse. O país explora cerca de 35% da capacidade de geração hidrelétrica. A opção pelas térmicas se deve à rapidez de instalação e à necessidade de reduzir a dependência hidrológica. Valor (SP), Especial, 27/12/00, Fábio Prates, de Brasília.”

2.5 As Privatizações Do Setor

As privatizações no setor de energia elétrica brasileiro, começaram em julho de 1995, sendo a Escelsa a primeira empresa a passar ao controle privado.

Os valores pagos pelos compradores, sinalizaram ágios de até 99%. Em montantes financeiros, o volume de capital girou em torno de R\$ 26 Bilhões.

Segundo o Departamento de Capitais Estrangeiros do Banco Central, no período de 1996 a 1999, a atividade econômica Eletricidade, Gás e Água, responderam por 14% do investimento externo direto no país (RODRIGUES, 2000, p. 110).

Atualmente as empresas privadas participam com cerca de 62% do segmento de distribuição (PIRES, 2000).

A privatização do segmento de distribuição de energia elétrica está praticamente terminada, não estando previstas grandes novidades em relação ao já ocorrido.

O sucesso das privatizações ocorridas no setor elétrico até o momento, demonstram o forte interesse dos investidores neste mercado. Destacam-se as vantagens citadas por MARTÍNEZ (1997, p. 123): “Dois fatores explicam o interesse pelas empresas do setor elétrico. O primeiro é o potencial de mercado, pois o consumo de eletricidade deve continuar crescendo a taxas expressivas nos próximos anos [...] O segundo motivo é o “potencial de melhorias” embutido nas empresas. Com elevado índice de perdas de eletricidade e reduzido número de consumidores por funcionário, há espaço para expressivos ganhos de eficiência [...] (A média de consumidores por empregado das principais empresas brasileiras estatais oscila entre 300 e 400; nas distribuidoras latino-americanas privatizadas do Chile, Argentina e Peru, este número está entre 450 e 700).”

Quadro 6 - Privatizações no setor de Energia Elétrica

EMPRESA	DATA VENDA	% AÇÕES ORD	VALORES (R\$ milhões)		% ÁGIO	CONTROLADORES (na data do leilão)
			EDITAL	LEILÃO		
1 ESCELSA	11/07/95	77,3	320	358	11,8	IVEN (52,2%), GTD (25%)
2 LIGHT	21/05/96	50,4	2.217	2.217		AES (11,35%), HOUSTON (11,35%), BNDESPAR (9,14%), CSN (7,25%), EDF (11,35%)
3 CERJ	20/11/96	70,3	465	605	30,3	ENERSIS (21,5%), CHILECTRA (20,66%), ENDESA (7,03%), EDP (21,08%)
4 COELBA	31/07/97	71,1	976	1.731	77,4	GUARANIANA (65,64%), COELBINVEST (5,5%)
5 CDSA	05/09/97	78,9	543	780	43,5	ENDESA (60,0%), EDGEL (20,0%), FUNDOS (20,0%), VBC (30,25%), Community Energy Alternatives (30,25%), PREVI e Fundos do BB (30,25%)
6 RGE (CEEE)	21/10/97	90,8	895	1.635	82,6	AES (90,91%)
7 AES Sul (CEEE)	21/10/97	90,9	780	1.510	93,5	
8 CPFL	05/11/97	57,6	1.772	3.015	70,1	VBC (26,16%), PREVI (21,89%), Bonaire Participações (9,61%)
9 ENERSUL	19/11/97	84,2	340	626	83,8	MAGISTRA PARTICIP.(ESCELSA) (76,53%), EMPREGADOS E FUNDO DE PENSÃO (7,68%)
10 CEMAT	27/11/97	96,3	321	392	21,8	VALE DO PARANAPANEMA (55,76%), INEPAR (30,03%)
11 ENERGIPE	03/12/97	91,8	294	577	96,1	CATAGUAZES-LEOPOLDINA (85,7%)
12 COSERN	12/12/97	80,2	390	676	73,6	COELBA (50,30%), Guaraniana (PREVI, HIBERDROLA, BBI, Fundo Price BB e Brasil Cap.) (25,16%), UPTICK Participações SA. (4,74%)
13 COELCE ELETROPAULO	02/04/98	84,6	776	987	27,2	Distriluz Energia Elétrica Ltda (por Endesa International SA, CERJ, Interocean Developments Inc. e Estelmar Holding SA. (84,59%)
14 METROPOLITANA	15/04/98	74,9	2.027	2.027		LIGHTGÁS (Empresa pertencente à Light) (74,88%)
15 CELPA	09/07/98	55,0	450	450		QMRA - Participações SA. (composta pelos Grupos Rede e Inepar) (54,98%)
16 ELEKTRO	16/07/98	90,0	744	1.479	98,9	Terraço Participações (composta por Enron Brazil Power Holdings V. Ltd e Enron Brazil Power Investments V LTDA)(90,00%)
17 GERASUL	15/09/98	77,0	998	998		TRACTEBEL (50,0%), BNDESPAR (15,0%), UNIÃO (12,0%), Enerpaulo Energia Paulista Ltda (EDP - Eletric. de Portugal SA.) e Draft Particip. SA.(CPFL, contr. p/VBC Energia)
18 BANDEIRANTE	17/09/98	74,9	1.015	1.015		
19 CESP PARANAPANEMA	28/07/99	71,3	652	1.239	90,2	DUKE ENERGY (100,0%)
20 CESP TIETE	27/10/99	61,2	722	938	30,0	AES (100,0%)
21 CELB	30/11/99	86,5	87	87		PB PART LTDA (Controlada pela ENERGIPE que é controlada pela Cataguazes-Leopoldina)
22 CELPE	17/02/00	79,6	1.781	1.781		GUARANIANA (IBERDROLA 60,93%, Previ 17,92 e BB Investimentos 10,75%)
23 CEMAR	15/06/00	86,3	553	553		Pensilvania Power Light (PP&L)1
24 SAELPA	30/11/00	75,0	363	363		CATAGUAZES-LEOPOLDINA (75,0%)
ARRECADACÃO TOTAL			19.481	26.038	33,7	

Fonte: BNDES, UFRJ/nuca/ie/ELETRORÁS e elaboração própria

Quadro 7 - Privatizações Previstas (UFRJ, 2000)

Empresa	Data	Preço (R\$ milhões)
CEAL - Cia Energética de Alagoas	-	313
CELG – Centrais Elétricas de Goiás S.A	-	2.000
CEPISA - Cia. Energética do Piauí	-	244
CESP - Cia Energética de São Paulo	Início de 2001	721
CESP/Paraná	-	1.200 a 2.000
CHESF - Cia Hidroelétrica do São Francisco	Final de 2001	-
COPEL - Cia Paranaense de Energia	Set/Out/2001	5.000
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A.	-	-
Tucuruí Geração	Final de 2001	3.800
CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S.A	-	-
ELETROACRE - Cia. de Eletricidade do Acre	-	-
MESA - Manaus Energia S.A	-	-
FURNAS - Furnas Centrais Elétricas	Início de 2001	-

O pós-privatização

Após a primeira onda de privatizações no setor, é importante destacar o movimento de acomodação que se intensifica nesta segunda etapa, quanto aos grupos controladores, num ambiente onde as regras estão mais claras.

Em tempo, segue artigo a respeito: “Grupos reestruturam controle das distribuidoras. SÃO PAULO, 18 de setembro de 2000 [...] Os controladores estão redirecionando os focos de investimento visando uma consolidação por região geográfica e uma penetração maior no segmento de geração. [...] no futuro só deverão restar quatro ou cinco grandes *players* operando o serviço de energia no País. [...] 'Esta consolidação deverá se iniciar por regiões de atuação e, em uma segunda fase, por meio de uma nova verticalização do setor, com empresas de distribuição adquirindo geradoras e vice-versa', explica Severine. [...] Na opinião do mercado, o último passo para a consolidação dos grupos será através de fusões para a criação de blocos de atuação, que ganhariam força no momento da compra da energia. [...] (Gazeta Mercantil/Página C6,) (Ana Paula Nogueira).”

2.6 O Processo De Reestruturação Do Setor Elétrico

Diversas medidas foram criadas de modo a viabilizar uma participação cada vez mais expressiva do setor privado, na indústria de energia elétrica do País.

A Lei nº 8.987/95, chamada “Lei das Concessões” além de criar condições para maior participação de capitais privados, introduziu a competição na construção de novos projetos mediante regulamentação do regime de licitação das concessões, outorgadas anteriormente somente às concessionárias estaduais ou federais.

A Lei nº 9.074/95, estabeleceu as bases legais para que os grandes consumidores de energia possam comprar energia livremente; antes, a aquisição era feita obrigatoriamente da empresa geradora da região.

O Decreto nº 2.003/96 regulamentou a figura do produtor independente, peça-chave no novo sistema, além de autorizar a venda da produção excedente do autoprodutor.

O início de operação da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, criada pela Lei nº 9.427/96, como órgão regulatório do Setor, inaugurou uma nova etapa do SEB.

A Lei nº 9.648/98, dentre outras disposições, definiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que vêm proporcionar um ambiente favorável em direção à livre negociação da energia elétrica.

A ANEEL emitiu a resolução n. 094/98, que estabeleceu limites de participação no mercado de geração e distribuição, e fixou limites ao auto-suprimento de energia à distribuição própria, no sentido de garantir o livre mercado.

Finalmente, em data recente, a resolução da ANEEL n. 290/00, homologou as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixou as diretrizes para a sua implantação gradual.

O processo de reestruturação do SEB tem como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede e a redução do papel do Estado nas funções empresariais no setor, o que vem ocorrendo com a privatização das empresas existentes e a licitação da expansão (ONS, 2000).

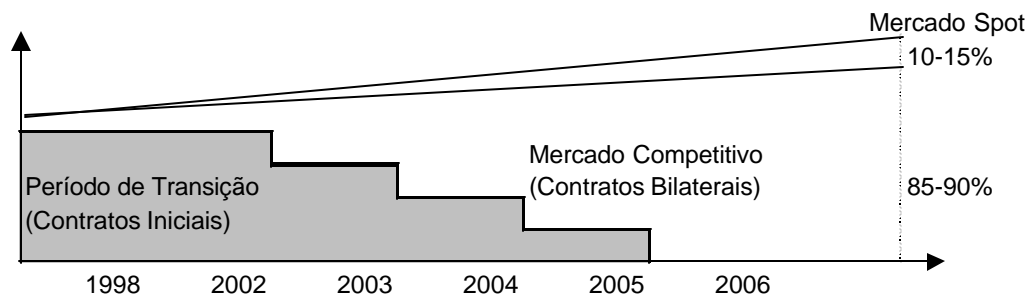
Os principais pilares do novo marco regulatório já foram instituídos, visando o alcance do difícil objetivo de se conciliar a promoção da competição com a manutenção da coordenação (pelas suas vantagens) do sistema elétrico. As regras setoriais estabeleceram mecanismos de regulação técnica – ênfase na coordenação – e de regulação econômica – ênfase na prevenção de abusos de poder de mercado e defesa da concorrência. Entretanto, o setor se ressentiu pelas privatizações ocorrerem de forma paralela a implantação do novo modelo, e das novas regras não terem sido definidas antecipadamente.

O artigo “O setor de energia à procura de um norte”, de José Roberto Gianotti e Paulo Ludmer, de 28/08/00, destaca o perigo de uma regulamentação e reestruturação em um momento de escassez de energia: “[...] Acresce que o risco (real) encarece as tarifas e induz medidas oficiais excepcionais, que não devem comprometer a busca do modelo setorial da competição [...] No entanto, a gerência do risco de curto prazo trouxe, por exemplo, garantias de preços, proteções cambiais, e incentivos por vinte anos para uma lista emergencial de projetos termelétricos. Vinte anos são vinte anos. [...] Empreendedores não sacam do bolso centenas de milhões de reais sem regras estáveis (e mal começou a reestruturação complementar do setor elétrico, batizada de Reseb). [...]”.

O mercado *spot*, deverá movimentar até 2006, entre 10 a 15% do volume de energia comercializado no país.

O mercado livre, a partir de julho/2000 atinge consumidores acima de 3 MW, e a partir de 2003, o consumo mínimo será reduzido para 0,5 MW, sendo totalmente liberado a partir de 2005 (SEVERINE, 2000, p.29).

Figura 2 - Nova estrutura do mercado de energia



Fonte: projeção Banco Sudameris de Investimento/elaboração própria

Há uma perspectiva de elevação do preço da energia, fundamentada em que o custo marginal de expansão (CME) deveria estar em torno de US\$ 32,00 / MWh, quando atualmente se encontra em torno de US\$ 20/MWh. Este preço se baseia no custo de construção das novas hidro/térmicas, ser mais caro (SEVERINE, 2000, p. 29).

Também, a respeito das tarifas atuais, um artigo de Luís Nassif, de 04/10/00, “Curto-circuito no setor elétrico”, reforça a defasagem de preços na geração e sobrepreço na distribuição, cita: “[...] Nos Estados Unidos a geração é vendida a US\$ 42 o KW/h, a transmissão é remunerada a US\$ 9 e a distribuição, a US\$ 19. O preço final é US\$ 70. No Brasil, na hora de vender as distribuidoras, não foi feita a reestruturação tarifária. O preço da geração estava em US\$ 18, a fatia da transmissão, em US\$ 5, e a da distribuição, em US\$ 37. No sistema unitário havia subsídio cruzado. A geração dava prejuízo, mas a distribuição trabalhava com folga, compensando. Com a separação, o prejuízo ficou com as geradoras. Qual é a solução? [...]”

Com tudo isso, do outro lado, as distribuidoras privatizadas estão com uma versão diferente desta questão tarifária, conforme notícia no jornal Gazeta Mercantil, Brasília, 06/06/00 por Maurício Corrêa: “ [...] Sem meias-palavras, pediram ao governo que autorize uma revisão tarifária extraordinária; reclamaram que o setor está passando por uma defasagem tarifária entre 6% e 10%; alegaram que as distribuidoras estão em desequilíbrio econômico-financeiro; e que as incertezas no campo regulatório aumentam o risco dos financiamentos. E ainda disseram ao governo que, em consequência disso tudo, estão sem recursos suficientes para bancar os programas de expansão. [...]”.

Luiz Nassif, em artigo “O setor elétrico segundo Tourinho” 16/11/00, informa: “[...] Tourinho considera que o custo de geração de energia no Brasil é menor que em outros países e julga que há investidores nacionais em volume suficiente para garantir os investimentos. Isto posto – e sendo correto -, o cerne da questão consistiria em garantir um aumento da oferta de energia que impedisse a alta de preços a partir de 2003. Nessa área, segundo Tourinho, o governo tomou um conjunto de decisões que deverá aumentar substancialmente a oferta até lá. [...]”.

Nesta linha, uma consequência para as empresas de distribuição puras, pelo aumento do preço da energia e ampliação do mercado livre, é a redução da sua margem.

Quanto a continuidade da reestruturação do SEB, novas medidas virão com o Projeto nº 2.905, conforme segue: “BRASÍLIA, 28 de novembro de 2000. [...] A nova Lei de Energia tramita na Câmara dos Deputados e aguarda uma definição. O relator do projeto, deputado José Carlos

Aleluia (PFL), diz que está conversando com as empresas para chegar a um consenso sobre diversos detalhes, entre eles a delicada questão da verticalização do segmento. [...] Entre os outros pontos que tomam corpo estão a revisão da estrutura tarifária, a cisão das empresas verticalizadas (que ainda agregam geração, transmissão e distribuição de energia) e regulamentação da divisão entre distribuidoras e comercializadoras. Na geração, os investidores em termelétricas, também levantam a necessidade de maior definição sobre a livre competição na oferta do gás natural - além das medidas para reduzir o impacto do câmbio sobre o custo dos empreendimentos. [...] Para Aleluia, as geradoras não devem ser privatizadas 'enquanto não se houver uma legislação sobre as águas perfeitamente implantada'. [...] (Gazeta Mercantil/Página A10) (Maria Angela Jabur, colaborou Anamaria Rossi).”

Também a respeito das reformas que virão, segue o artigo *Ministério busca alternativas para energia*: “Valor (SP), Especial, 27/12/00, Fábila Prates, de Brasília. [...] O governo aguarda a aprovação do Projeto nº 2.905, que promove reestruturação no setor elétrico, para tentar estimular investimentos em fontes renováveis. O projeto, cujo relator é o deputado José Carlos Aleluia (PFL/BA), prevê a criação de uma conta para incentivar a criação de fontes alternativas. A Conta de Desenvolvimento Energético, segundo o secretário de Energia, Xisto Vieira Filho, vai ocupar espaço da Conta Consumo Combustível (CCC), que hoje serve para subsidiar usinas térmicas a diesel do sistema isolado e que será extinta. A conta é formada por contribuições de distribuidoras, que são repassadas aos consumidores nas tarifas. [...] Na área de conservação, a intenção é ressuscitar um projeto apresentado em 1993 pelo então senador Fernando Henrique Cardoso. Pela proposta, as concessionárias devem criar projetos específicos de conservação, fabricantes de eletrodomésticos terão que respeitar níveis máximos de consumo e mínimo de eficiência e os equipamentos vendidos no mercado terão que portar um selo de eficiência energética. "Um megawatt/hora novo custa muito mais caro do que um economizado. A conservação permite expansão otimizada", diz o secretário de energia. Enquanto os custos para conservar um megawatt/hora ficam entre R\$ 18 a R\$ 36, um novo não sai por menos de R\$ 70.”

2.7 Considerações

Risco de *déficit* de energia elétrica é iminente, o que eleva a oportunidade de ganhos no mercado livre de energia, para os agentes que disponham de energia não vinculadas à contratos de fornecimento. Portanto os investimentos em geração deverão se intensificar, aliados a novas aquisições ou fusões de empresas.

Nota-se que há uma tendência de verticalização nos segmentos de geração e distribuição contradizendo a expectativa inicial da privatização do setor, que era a segregação das empresas em nome de uma maior competitividade. Neste caso a estratégia busca um posicionamento de maior peso, através da participação no mercado de geração, para evitar exposição demasiada aos riscos do mercado livre e também da mesma forma tirar proveito na hora das negociações.

A Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, hoje rateada entre as distribuidoras, na forma de subsídio, é uma maneira de assegurar energia para o sistema, quando as termelétricas atuais entram em momentos de ponta do sistema. Portanto, necessária sua manutenção até que se descarte o elevado grau de risco de abastecimento de energia. Ítem já previsto no Projeto de Lei nº 2.905.

Vemos a necessidade de coincidência do reajuste das tarifas de geração e distribuição, evitando o descompasso financeiro de se ter aumento no custo da compra sem poder repassar ao consumidor.

Uma consequência para as empresas de distribuição puras, pelo aumento do preço da energia e ampliação do mercado livre, é a redução da sua margem no futuro.

A ausência de regulamentação prévia, está deixando com que regras individuais sejam criadas via contratos de concessão, propiciando benefícios ou prejuízos diferenciados para cada empresa privatizada.

Os principais pilares do novo marco regulatório já foram instituídos, visando o alcance do difícil objetivo de se conciliar a promoção da competição com a manutenção da coordenação do sistema elétrico. As regras setoriais estabeleceram mecanismos de regulação técnica – ênfase na coordenação – e de regulação econômica – ênfase na prevenção de abusos de poder de mercado e defesa da concorrência.

Há exceções no setor demonstrando que, mesmo no modelo estatal as empresas podiam ser eficientes na manutenção de sua política de investimentos e de rentabilidade. Exemplos são a Copel e a Cemig, empresas de economia mista, hoje referência dentro do SEB e internacional.

Finalizando, o envolvimento dos profissionais do setor elétrico está e continuará sendo de fundamental importância para aprimorar o desenvolvimento deste novo modelo.

CAPÍTULO III – O MÉTODO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO DA ENTIDADE

3 MÉTODO DE FLUXO DE CAIXA DESCONTADO DA ENTIDADE (DCF – *DISCOUNTED CASH FLOW*)

3.1 Introdução

Conforme COPELAND (2000, p. 67) “[...] a metodologia do DCF se baseia no conceito simples de que um investimento agrega valor quando gera um retorno acima daquele que poderia ser alcançado com investimentos de risco semelhante. Em outras palavras, dado um mesmo nível de lucro, uma empresa com retornos mais altos sobre seus investimentos precisará investir menos no negócio e, assim, gerará fluxos de caixa mais altos e um valor também mais alto.”

AVALIAÇÃO DE EMPRESAS EM MERCADOS EMERGENTES

A metodologia do fluxo de caixa descontado é certamente mais difícil de usar nesses ambientes e está mais propensa a erros. Ainda assim, é uma opção melhor do que confiar em múltiplos ou, em certos países, até mesmo no valor de mercado de uma empresa. É difícil encontrar múltiplos comparáveis, e baixa liquidez pode distorcer o valor “de mercado” de uma empresa (COPELAND, 2000, p. 365).

Na verdade, os métodos utilizados para levar em conta os riscos variam consideravelmente. Diante dessa falta de consenso, se recomenda a triangulação do valor a partir de três métodos: a) DCF com o prêmio pelo risco do país incluído no custo de capital; b) Valor de mercado e múltiplos de avaliação; e c) DCFs com cenários de probabilidade ponderada, em que o custo de capital exclui o prêmio pelo risco de um país. Esta triangulação oferece um intervalo de valores

que reflete mais realisticamente o valor potencial de uma empresa. (COPELAND, 2000, p. 365-366).

Apesar de normalmente serem grandes as diferenças nos princípios contábeis nacionais, a maioria dessas diferenças é eliminada no cálculo do fluxo de caixa. Algumas diferenças contábeis importantes que devemos observar são (COPELAND, 2000, p. 369):

- ? correção monetária dos demonstrativos financeiros ou reavaliação do ativo fixo em ambientes não-inflacionários
- ? metodologia de equivalência patrimonial para efeito de consolidação
- ? contabilidade das operações de *leasing*
- ? regras para contabilização de ativos financeiros (valor de mercado *versus* valor histórico)
- ? possibilidade de descontar passivos ou contas a receber a longo prazo para o valor presente
- ? métodos de depreciação
- ? divulgação de contingências
- ? impostos e seu diferimento.

Uma comparação das demonstrações financeiras da Telebrás elaboradas de acordo com os princípios contábeis americanos e brasileiros revela uma grande diferença no EBIT⁹ e no faturamento líquido. As diferenças ampliam-se no cálculo do NOPLAT¹⁰, que é 18% mais alto de acordo com os princípios brasileiros. Entretanto, a diferença entre os dois critérios contábeis diminui para apenas 3% quando o cálculo é feito em termos de caixa. De qualquer forma, é recomendável a compreensão inclusive das pequenas diferenças, com a ajuda de especialistas contábeis e tributários locais, pois esta investigação leva a um maior conhecimento dos riscos e complexidades da avaliação (COPELAND, 2000, p. 370)

Dentro do que propõe COPELAND (2000, p. 141), o processo de avaliação de empresas deveria obedecer às seguintes etapas:

⁹ EBIT – *Earnings before interest and taxes* – Lucro antes dos juros e impostos.

¹⁰ NOPLAT – *Net Operating Profits Less Adjusted Taxes* – Lucro operacional após os impostos terem sido ajustados para o regime de caixa.

Quadro 8 – Etapas da avaliação

1. Análise do desempenho histórico	Calcular NOPLAT e capital investido
	Calcular <i>value drivers</i> .
	Desenvolver perspectiva histórica integrada.
	Analisar saúde financeira.
2. Projeção do desempenho	Compreender posição estratégica
	Desenvolver cenários de desempenho.
	Projetar rubricas individuais.
	Verificar o bom senso da projeção como um todo.
3. Estimativa do custo de capital	Estabelecer pesos para as fontes de capital.
	Estimar custo das dívidas.
	Estimar custo das ações.
4. Estimativa do valor da perpetuidade	Selecionar técnica apropriada.
	Selecionar horizonte de previsão.
	Estimar parâmetros.
	Trazer a perpetuidade a valor presente.
5. Cálculo e interpretação dos resultados	Calcular e testar resultados.
	Interpretar resultados no contexto de decisão

Na apresentação da metodologia, utilizaremos as informações das demonstrações abaixo listadas.

Quadro 9 - Balanço patrimonial (em US\$ milhões)

<u>Ativo</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>
Caixa operacional	26,6	29,0	24,1
Caixa em excesso	0,0	42,1	0,0
Contas a receber	143,0	159,8	173,6
Estoque	379,1	436,9	457,2
Outros ativos circulantes	113,1	76,6	106,0
Ativo circulante total	661,8	744,5	760,9
Ativo imobilizado bruto	1.323,6	1.581,3	1.797,4
Depreciação acumulada	(371,5)	(435,6)	(501,4)
Ativo imobilizado líquido	952,1	1.145,7	1.296,0
<i>Goodwill</i>	417,6	421,7	399,8
Outros ativos	47,3	30,0	37,2
Investimentos	0,0	0,0	179,1
Ativo total	2.078,8	2.341,8	2.672,9
Passivo e Patrimônio líquido			
Dívida de CP e parte circulante da dívida de LP	64,9	108,1	385,3
Contas a pagar	87,1	114,4	105,2
Provisões	189,3	248,3	246,5
Passivo circulante total	341,3	470,7	736,9
Dívida de LP	273,4	282,9	174,3
Outros passivos de LP	66,2	80,9	92,9
Imposto de renda diferido	154,5	172,0	203,5
Capital inicial	139,4	94,8	97,6
Lucros acumulados	1.077,9	1.214,0	1.365,2
Ajustes acumulados	26,2	26,4	2,5
Total do patrimônio líquido	1.243,5	1.335,3	1.465,3
Passivo e patrimônio total	2.078,8	2.341,8	2.672,9

Fonte: COPELAND, 2000, p. 145, com adaptações.

Quadro 10 - Demonstração de resultados (US\$ milhões)

	1990	1991	1992
Vendas líquidas	2.715,6	2.899,2	3.219,8
Receita financeira	1,7	2,4	2,5
Receita total	2.717,3	2.901,6	3.222,3
Custo da mercadoria vendida	(1.526,6)	(1.621,7)	(1.749,0)
Despesas gerais administrativas e com vendas	(765,7)	(803,5)	(947,2)
Depreciação	(61,7)	(72,7)	(84,4)
Amortização de "goodwill"	(11,0)	(11,0)	(11,0)
Despesas financeiras	(26,3)	(29,3)	(29,7)
Total de custos e despesas	(2.391,3)	(2.538,1)	(2.821,3)
Resultado antes de itens extraordinários	326,0	363,5	401,0
Ganho com reestruturação da empresa	35,5	0,0	0,0
Resultado antes de impostos	361,5	363,5	401,0
Provisão para imposto de renda	(145,6)	(143,9)	(158,4)
Lucro líquido	215,9	219,5	242,6
Demonstração de lucros acumulados			
Lucros acumulados, início do ano	949,8	1.077,9	1.214,0
Lucro líquido	215,9	219,5	242,6
Dividendos	(87,8)	(83,4)	(91,4)
Lucros acumulados, final do ano	1.077,9	1.214,0	1.365,2

Fonte: COPELAND, 2000, p. 144, com adaptações

3.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO HISTÓRICO

A análise do desempenho histórico deve atentar para os principais *value drivers*. A taxa de retorno sobre o capital investido é o *value driver* mais importante. Uma empresa gera valor para seus acionistas apenas quando obtém taxas de retorno sobre o capital investido que superam o custo do capital. O ROIC¹¹ e a proporção do lucro que a empresa investe em crescimento determinam o fluxo de caixa livre, que, por sua vez, determina o valor da empresa. O lucro econômico é uma outra maneira de analisar o desempenho (COPELAND, 2000, p. 142).

¹¹ ROIC – *Return on invested capital* – retorno sobre o capital investido.

3.2.1 Calcular NOPLAT

Representa o lucro operacional da empresa após os impostos terem sido ajustados para o regime de caixa (COPELAND, 2000, p. 143).

NOPLAT Lucro operacional líquido menos impostos ajustados (*Net Operating Profits Less Adjusted Taxes*) =

- Lucro operacional líquido
- +/- impostos sobre despesas/receita financeira
- +/- impostos sobre despesa/receitas não operacionais
- + aumento na conta impostos a pagar (caixa).

Quadro 11 - Cálculo do NOPLAT e conciliação com a receita líquida contábil
(US\$ milhões)

NOPLAT	1990	1991	1992
Vendas líquidas	2.715,6	2.899,2	3.219,8
Custo das mercadorias vendidas	(1.526,6)	(1.621,7)	(1.749,0)
Despesas gerais e administrativas e com vendas	(765,7)	(803,5)	(947,2)
Depreciação	(61,7)	(72,7)	(84,4)
Lucro operacional antes de juros e impostos (EBIT)	361,6	401,3	439,2
<i>Impostos sobre EBIT</i>	(141,4)	(154,4)	(169,0)
Aumento na conta impostos diferidos	12,9	17,5	31,5
NOPLAT	233,1	264,4	301,7
<i>Impostos sobre EBIT</i>			
<i>Provisão para o imposto de renda (a partir da dem. resultados)</i>	145,6	143,9	158,4
<i>Redução de impostos em razão de despesas financeiras (39%)</i>	10,3	11,4	11,6
<i>Imposto sobre receita financeira (39%)</i>	(0,7)	(0,9)	(1,0)
<i>Imposto sobre receita não operacional (39%)</i>	(13,9)	0,0	0,0
<i>Impostos sobre EBIT</i>	141,4	154,4	169,0
<i>Conciliação para Receita Líquida</i>			
Lucro líquido	215,9	219,5	242,6
Adicionar: Aumento nos impostos diferidos	12,9	17,5	31,5
Adicionar: Amortização de "goodwill"	11,0	11,0	11,0
Lucro líquido ajustado	239,8	248,1	285,1
Adicionar: Despesas de juros depois de impostos	16,1	17,9	18,1
Total da receita disponível aos investidores	255,9	265,9	303,2
Menos: Receita de juros depois de impostos	(1,0)	(1,5)	(1,5)
Menos: Receita não operacional depois de impostos	(21,7)	0,0	0,0
NOPLAT	233,1	264,4	301,7

Fonte: COPELAND, 2000, p. 146, com ad aptações

Os termos abaixo explicam os componentes do cálculo do NOPLAT.

EBIT - Lucro antes de juros e impostos (*Earnings Before Interest and Taxes*). O cálculo do NOPLAT começa com o EBIT, o lucro operacional antes de impostos que a empresa teria caso não possuísse dívidas. Ele inclui todos os tipos de itens operacionais, inclusive a maioria das receitas e despesas. Em geral, excluem-se receitas e despesas financeiras, ganhos ou perdas de

operações encerradas, eventos extraordinários e receitas de investimentos não operacionais. A depreciação do ativo fixo deve ser subtraída para calcular-se o EBIT, mas a amortização de *goodwill* não, conforme será esclarecido adiante (COPELAND, 2000, p. 143).

Impostos sobre EBIT. São os impostos que a empresa pagaria se não possuísse dívidas, títulos mobiliários em excesso e receitas ou despesas não operacionais. O imposto sobre o EBIT é igual ao total da provisão para imposto de renda (corrente e diferida) deduzido do imposto de renda atribuído às despesas e receitas financeiras e a itens não operacionais (COPELAND, 2000, p. 143).

Varição em impostos diferidos. O ajuste para o regime de caixa normalmente pode ser calculado a partir da variação do imposto de renda diferido no balanço da empresa (a diferença entre o imposto diferido a curto e longo prazos, no ativo e no passivo do balanço) (COPELAND, 2000, p. 147).

3.2.2 Calcular Capital Investido

O capital investido representa o valor investido nas operações da empresa (COPELAND, 2000, p. 147).

Capital Investido =

Capital de giro operacional
 + ativo imobilizado líquido
 + outros ativos líquidos de outros passivos

Quadro 12 - Cálculo do capital investido a partir dos ativos ou das fontes de capital
 (US\$ milhões).

	1990	1991	1992
Ativo circulante operacional	661,8	702,3	760,9
Passivo circulante não oneroso	(276,4)	(362,7)	(351,7)
Capital de giro líquido	385,4	339,7	409,2
Ativo imobilizado líquido	952,1	1.145,7	1.296,0
Outros ativos operacionais, líquidos de outros passivos	(18,9)	(50,9)	(55,8)
Capital operacional investido	1.318,6	1.434,4	1.649,4
Títulos mobiliários em excesso	0,0	42,1	0,0
<i>Goodwill</i>	417,6	421,7	399,8
Investimentos não operacionais	0,0	0,0	179,1
Total de fundos do investidor	1.736,3	1.898,3	2.228,3
Patrimônio líquido	1.243,5	1.335,3	1.465,3
Imposto de renda diferido	154,5	172,0	203,5
Patrimônio líquido ajustado	1.398,0	1.507,3	1.668,8
Passivo oneroso total	338,3	391,0	559,5
Total de fundos do investidor	1.736,3	1.898,3	2.228,3

Fonte: COPELAND, 2000, p. 148, com adaptações

No cálculo pelo ativo, incluir:

Ativo circulante operacional. O ativo circulante operacional inclui todo o ativo circulante usado ou necessário às operações da empresa, incluindo parte do caixa, contas a receber de clientes e estoque (COPELAND, 2000, p. 147).

O caixa em excesso é aquele que a empresa possui além de seu saldo de caixa “alvo” para as operações. Os saldos-alvo podem ser estimados observando-se as variações no caixa ao longo do tempo, e comparando-os com empresas semelhantes. A regra prática é considerar qualquer saldo de caixa acima de 0,5% até 2% da receita como excedente, dependendo da indústria. Esta regra é consistente com a exclusão da receita de juros do cálculo do NOPLAT. O caixa em excesso é incorporado ao valor da empresa na forma de um item específico. (COPELAND, 2000, p. 148-149).

Passivo circulante não oneroso. O passivo circulante não oneroso como contas a pagar e despesas provisionadas, é subtraído para calcular o capital de giro operacional. Por exemplo, os juros implícitos nos quais as empresas incorrem quando pagam as contas de seus bens ou serviços em 30 dias e não à vista estão incluídos no custo da mercadoria vendida. Portanto, subtraindo-se o passivo não oneroso no momento de calcular o capital, obtemos consistência com o NOPLAT. Ou então, poderíamos incluir novamente a estimativa de custos de financiamento associados ao passivo não oneroso e não subtrair esse passivo do capital.

Entretanto, esta abordagem aumenta muito a complexidade do processo sem oferecer informação adicional sobre a empresa (COPELAND, 2000, p. 149).

Ativo imobilizado líquido. O ativo imobilizado líquido é o valor contábil do ativo fixo da empresa (COPELAND, 2000, p. 149).

Outros ativos operacionais, líquidos de outros passivos. Qualquer outro ativo ou passivo não oneroso que esteja relacionado às operações da empresa, excluindo investimentos especiais, também está incluído no capital investido (COPELAND, 2000, p. 149).

No caso específico de EEE, deve-se deduzir do ativo as “Obrigações Especiais”, por terem característica não onerosa, pois conforme ANEEL (1998), representam os valores da União e dos consumidores bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador, e as subvenções destinadas a investimento no serviço público de energia elétrica, na atividade de distribuição. O vencimento destas obrigações é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição. Sua quitação ocorrerá ao final da concessão.

Ativo não operacional. Qualquer ativo não incluído no capital investido operacional deve ser acrescentado quando você calcular o total de fundos dos investidores, a menos que ele seja apresentado como redutor de patrimônio líquido ou das dívidas (por exemplo, custos diferidos da emissão de títulos).

3.2.3 CALCULAR OS VALUE DRIVERS

RETORNO SOBRE O CAPITAL INVESTIDO

O ROIC é definido da seguinte maneira (COPELAND, 2000, p. 127):

$$ROIC = \frac{NOPLAT}{Capital\ Investido}$$

O capital investido em geral é medido no início do período, ou como a média do capital no início e no final do período. O aspecto mais importante do cálculo do ROIC é a definição do numerador e do denominador de maneira consistente. Em outras palavras, se você incluir um ativo no capital investido, a receita relacionada a ele deve estar no NOPLAT (COPELAND, 2000, p. 151).

Quadro 13 - Cálculo do ROIC (US\$ milhões)

	1990	1991	1992
NOPLAT	233,1	264,4	301,7
Capital operacional investido (início do ano)	1.110,7	1.318,6	1.434,4
ROIC	21,0%	20,1%	21,0%
ROIC (usando capital médio)	19,2%	19,2%	19,6%
ROIC (incluindo <i>goodwill</i>)	15,7%	15,2%	16,3%

Fonte: (COPELAND, 2000, p. 152).

Custo de reposição ou valor de mercado. Embora o ROIC seja a melhor medida de retorno, como qualquer outra medida contábil em custo histórico, ele pode ser distorcido pela inflação. COPELAND (2000, p. 151), discorda do uso do custo de reposição pelo motivo de que os ativos não precisam ser, e talvez nunca sejam, substituídos. Cita o exemplo de uma empresa com uma fábrica construída vários anos antes de seus concorrentes (supondo-se o mesmo potencial de produtividade), a um custo menor do que as fábricas de seus concorrentes, neste caso ela tem uma real vantagem competitiva, que deve ser refletida em um ROIC mais alto. Quanto ao valor de mercado, COPELAND (2000, p. 151) cita que é apropriado sua utilização quando o valor realizável de mercado do ativo excede substancialmente o valor contábil, como o caso que pode acontecer com imóveis e aviões. Entretanto, se for utilizado o valor de mercado, o NOPLAT teria de ser ajustado para refletir a valorização anual do valor do ativo (lucro econômico).

Goodwill. Conforme expõe COPELAND (2000, p. 152), foi excluído explicitamente o *goodwill*, tanto o ativo quanto sua amortização, do cálculo do ROIC. Na maioria dos casos, porém, ele deve ser calculado tanto com, como sem o *goodwill*, pois um mede se a empresa utilizou bem os fundos dos investidores, e o outro mede o desempenho operacional da empresa, útil para comparação com pares e analisar tendências de longo prazo. Tecnicamente a maneira apropriada de incluir *goodwill* no cálculo do ROIC é somar ao capital investido o valor total do *goodwill* antes da amortização acumulada e não deduzir do NOPLAT nenhuma amortização de *goodwill*. O motivo pelo qual não se deve amortizar *goodwill* para fins de análise econômica é que esse, ao contrário de outros ativos fixos, não sofre desgaste e não é substituído.

No Brasil, a Instrução CVM nº 247/96, determina que a contabilização do custo de aquisição de investimento em coligada ou controlada deverá ser desdobrada em equivalência patrimonial e ágio ou deságio computado na aquisição (art. 13). Em seguida, apresenta os fundamentos econômicos que podem determinar a existência desse ágio ou deságio, e a forma de amortização: a) diferença entre o valor de mercado e o valor contábil dos ativos da coligada ou controlada – amortizada de acordo com a realização dos próprios ativos (por depreciação, amortização ou por

exaustão); b) diferença da expectativa de rentabilidade baseada em projeção de resultados futuros – amortizada de acordo com o prazo utilizado para as projeções que sustentam esta expectativa, limitado a dez anos, a não ser que seja vinculado à aquisição de direito de exploração, concessão ou permissão, quando o limite é o prazo legal ou a perda de utilidade econômica, dos dois o menor (Instrução CVM nº 285/98) (IOB, 2000, p. 5).

FLUXO DE CAIXA LIVRE (FCF - *FREE CASH FLOW*)

FCF = NOPLAT – Investimento Líquido

FCF = (NOPLAT + Depreciação) – (Investimento Líquido + Depreciação)

FCF = Fluxo de caixa bruto – Investimento bruto

Quadro 14 - Cálculo do fluxo de caixa livre e sua conciliação com o fluxo de caixa total disponível aos investidores (US\$ milhões)

	1990	1991	1992
EBIT	361,6	401,3	439,2
Impostos sobre EBIT	(141,4)	(154,4)	(169,0)
Varição em impostos diferidos	12,9	17,5	31,5
NOPLAT	233,1	264,4	301,7
Depreciação	61,7	72,7	84,4
Fluxo de caixa bruto	294,9	337,2	386,1
Varição do capital de giro	94,2	(45,7)	69,5
Investimentos em imobilizado	183,9	266,3	234,8
Varição líquida de outros ativos e passivos	(8,4)	(32,1)	(4,9)
Investimento bruto	269,7	188,5	299,4
Fluxo de caixa antes de <i>goodwill</i>	25,2	148,7	86,7
Investimento em <i>goodwill</i>	(55,2)	(15,0)	10,9
Fluxo de caixa livre	(30,1)	133,6	97,6
Fluxo de caixa não operacional depois dos impostos	21,7	0,0	(179,1)
Efeito da conversão para moeda estrangeira	(0,7)	0,2	(23,9)
Fluxo de caixa disponível aos investidores	(9,1)	133,8	(105,4)
Fluxo de caixa financeiro			
Receita de juros depois de impostos	(1,0)	(1,5)	(1,5)
Aumento/(redução) dos títulos mobiliários em excesso	(28,3)	42,1	(42,1)
Despesa financeira depois de impostos	16,1	17,9	18,1
Redução/(aumento) da dívida	(84,5)	(52,7)	(168,5)
Dividendos	87,8	83,4	91,4
Recompra de ações /(emissões)	1,0	44,6	(2,8)
Fluxo financeiro total	(9,1)	133,8	(105,4)

Os termos abaixo explicam os componentes do fluxo de caixa livre que ainda não foram definidos.

Depreciação. A depreciação inclui todos os custos não caixa deduzidos do EBIT, exceto a amortização de *goodwill* (que não é adicionada de volta ao NOPLAT porque não foi deduzida desse cálculo). Ela também inclui a amortização de ativos intangíveis com vida definida, como patentes e franquias (COPELAND, 2000, p. 155).

Fluxo de caixa bruto. O fluxo de caixa bruto representa o fluxo de caixa total realizado pela empresa. É o valor disponível para ser reinvestido para fins de manutenção e crescimento (COPELAND, 2000, p. 156).

Variação no capital de giro operacional. Representa a diferença do capital de giro líquido de um exercício para outro.

Investimentos. Os investimentos incluem gastos com a aquisição e substituição de ativos imobilizados. Podem ser calculados a partir do balanço e da demonstração de resultados, como o aumento do ativo imobilizado líquido mais as despesas de depreciação no período. (Tecnicamente, esse cálculo resulta em investimentos menos o valor contábil líquido dos ativos baixados.) (COPELAND, 2000, p. 157).

Aumento líquido de outros ativos e passivos. O aumento líquido em outros ativos é igual aos desembolsos com todos os outros ativos operacionais, inclusive intangíveis capitalizados (patentes, marcas registradas) e despesas diferidas, líquidos do aumento no passivo não circulante não oneroso. Ele pode ser calculado diretamente a partir do aumento nas contas de balanço, acrescido de qualquer amortização incluída na depreciação (COPELAND, 2000, p. 157).

Investimento bruto. O investimento bruto é a soma dos desembolsos de uma empresa em capital novo, incluindo capital de giro, investimentos de capital e outros ativos (COPELAND, 2000, p. 157).

Investimento em *goodwill*. Em qualquer ano, o investimento em *goodwill* é mais bem calculado como o aumento líquido na conta de *goodwill* no balanço, mais a amortização de *goodwill* neste período. Isto garante que essa amortização não afetará os fluxos de caixa bruto e livre nem o investimento bruto, evitando assim erros no fluxo de caixa livre (COPELAND, 2000, p. 157).

Fluxo de caixa não operacional. O fluxo de caixa não operacional representa os fluxos de caixa depois de impostos de itens não relacionados às operações (COPELAND, 2000, p. 158).

Efeito da conversão para moeda estrangeira. Se informações necessárias para separar os efeitos do ativo e da dívida estiverem disponíveis, os lucros/ perdas sobre o ativo devem ser tratados como ajustes do fluxo de caixa operacional e os lucros/ perdas sobre a dívida como ajustes do fluxo de caixa financeiro (COPELAND, 2000, p. 158).

Em função do disposto nas Instruções Gerais nº 35 e 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (ANEEL, 1998, p. 10-11), as variações monetárias, relativas aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, devem ser registradas neste subgrupo como custo. Esta apropriação é evidenciada em notas explicativas nas publicações de balanço do setor.

A igualdade entre fluxos operacional e financeiro ajuda a garantir que o cálculo do fluxo de caixa livre esteja correto. As rubricas do fluxo financeiro são (COPELAND, 2000, p. 158):

Receita financeira depois de impostos. A receita financeira depois de impostos sobre o caixa em excesso é igual à receita antes do imposto multiplicada por 1 menos a alíquota de imposto marginal¹² apropriada (COPELAND, 2000, p. 158).

Em função do disposto nas Instruções Gerais nº 35 e 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (ANEEL, 1998, p. 10-11), as receitas financeiras relativas aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, devem ser registradas neste subgrupo.

Variação no caixa. O caixa em excesso e a receita financeira relacionada foram excluídos do capital investido e do NOPLAT. Geralmente os tratamos como fluxo de caixa financeiro porque excesso de caixa é efetivamente uma dívida negativa (COPELAND, 2000, p. 158).

Despesas financeiras depois de impostos. As despesas financeiras depois de impostos são iguais às despesas financeiras antes do imposto multiplicadas por 1 menos a alíquota marginal do imposto¹³, que deve ser consistente com a taxa usada para o ajuste de impostos sobre EBIT (COPELAND, 2000, p. 159).

¹² Apenas a alíquota dos impostos que se aplicam às receitas financeiras .

¹³ Apenas a alíquota dos impostos que se aplicam às despesas de juros (COPELAND, 2000, p. 389).

Em função do disposto nas Instruções Gerais nº 35 e 36, do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (ANEEL, 1998, p. 10-11), os juros, encargos financeiros (inclusive juros sobre o capital próprio), relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, devem ser registrados neste subgrupo como custo. Esta apropriação é evidenciada em notas explicativas nas publicações de balanço do setor.

Varição da dívida. A variação da dívida representa os novos débitos ou o pagamento do passivo oneroso da empresa, inclusive dívidas de curto prazo e operações de *leasings* (COPELAND, 2000, p. 159).

Dividendos. Os dividendos incluem todos os dividendos pagos em caixa para as ações ordinárias e preferenciais. Os dividendos pagos em ações não têm efeito sobre o caixa e devem ser ignorados (COPELAND, 2000, p. 159).

Emissões/recompras de ações As emissões/recompras de ações incluem tanto as ações ordinárias quanto as preferenciais e os efeitos das conversões de dívida. Esse número pode ser calculado tomando-se a mudança total no patrimônio líquido mais dividendos menos lucro líquido (COPELAND, 2000, p. 159).

3.2.4 DESENVOLVER PERSPECTIVA HISTÓRICA INTEGRADA

Depois de calcular os *value drivers* históricos, analise os resultados procurando tendências e fazendo comparações com outras empresa na mesma indústria. Tente elaborar essa análise a partir de uma perspectiva integrada, que combine a análise financeira com uma análise da indústria (oportunidades de diferenciação, barreiras à entrada/saída, etc.) e uma avaliação qualitativa das forças e fraquezas da empresa (COPELAND, 2000, p. 162).

3.2.5 ANALISAR A SAÚDE FINANCEIRA DO PONTO DE VISTA DE CRÉDITO

A última etapa da análise histórica é entender a saúde financeira da empresa do ponto de vista de crédito. COPELAND (2000, p. 164-166) sugere a análise dos indicadores:

? **Cobertura de Juros** (EBIT/Despesas financeiras). Empresas com bom *rating* de crédito (*investment grade rating*) tipicamente apresentam índices de cobertura de juros duas vezes maiores do que as despesas financeiras;

- ? **Dívida/Total de Fundos dos investidores** (inclusive valor de mercado), e aqui pode-se também considerar a subtração do caixa em excesso tanto do numerador quanto do denominador, caso este excedente possa ser usado no abatimento da dívida. Apesar de a dívida apresentar vantagens fiscais, ela também pode reduzir a flexibilidade de uma empresa porque os credores esperam ser pagos numa data definida, ao passo que a empresa possui grande flexibilidade no pagamento de dividendos aos acionistas;
- ? **Taxa de investimento** (Investimento Líquido/NOPLAT); e
- ? **Índice de Distribuição** (dividendos ordinários/lucro disponível para as ações ordinárias).

3.3 PROJETAR O DESEMPENHO

O elemento decisivo nas projeções é o desenvolvimento de um ponto de vista sobre o desempenho da empresa em termos do seus principais *value drivers*: crescimento e retorno sobre o capital investido. Como o crescimento e o ROIC não são constantes ao longo do tempo, uma terceira dimensão, o próprio tempo, também precisa ser considerada (COPELAND, 2000, p. 185).

3.3.1 COMPREENDER A POSIÇÃO ESTRATÉGICA

As vantagens competitivas que se traduzem em ROICs acima do WACC podem ser classificadas em três tipos (COPELAND, 2000, p. 186):

- ? Oferecer valor superior ao cliente através de uma combinação de preço e atributos do produto que não pode ser reproduzida pelos concorrentes.
- ? Conseguir custos mais baixos do que os concorrentes.
- ? Utilizar o capital mais produtivamente do que os concorrentes.

Pode-se identificar as vantagens competitivas através da análise da segmentação de clientes, da análise da competitividade da cadeia de negócios e da análise da estrutura da indústria (COPELAND, 2000, p. 186).

3.3.2 DESENVOLVER CENÁRIOS DE DESEMPENHO

É melhor desenvolver alguns cenários e entender o valor da empresa em cada um deles do que criar uma única projeção “mais provável”. Desenvolver cenários não significa alterar mecanicamente a taxa de crescimento das vendas em 10%. Significa, sim, desenvolver um conjunto abrangente de premissas sobre como o futuro pode evoluir e como ele pode afetar a rentabilidade da indústria e o desempenho financeiro da empresa. O valor global da empresa poderá ser estimado pela média ponderada dos valores dos cenários independentes, atribuindo-se probabilidades a cada cenário. (COPELAND, 2000, p. 191).

Além da avaliação da vantagem competitiva, os fatores a seguir devem ser considerados, pois podem afetar a indústria e o desempenho da empresa (COPELAND, 2000, p. 192): a) introdução de novos produtos e avanços tecnológicos; b) Mudanças nas políticas ou nas normas do governo, como leis ambientais ou barreiras comerciais internacionais. c) Mudanças nas preferências dos clientes; d) Mudanças na disponibilidade de matéria-prima essencial; e) Mudanças no desempenho da economia nacional e mundial.

3.3.3 PROJETAR RUBRICAS INDIVIDUAIS

A melhor estrutura de projeção começa com uma previsão integrada da demonstração de resultados e do balanço patrimonial, da qual podem ser derivados o fluxo de caixa livre e os outros *value drivers*. A árvore do ROIC pode ser usada para organizar a projeção e para testar sua consistência intrínseca (COPELAND, 2000, p. 192).

A projeção das rubricas individuais deve ter por base uma análise cuidadosa da estrutura da indústria e das habilidades internas da empresa. Analisar o histórico dessas rubricas oferece um bom ponto de partida para o entendimento do seu nível futuro. (COPELAND, 2000, p. 192-193):

a) Existe uma expectativa de as características da indústria e as habilidades da empresa manterem padrões históricos no futuro? Em caso negativo, quais são as mudanças esperadas? b) O que precisa ser modificado na indústria ou na empresa para provocar uma transformação significativa do nível histórico dos *value drivers da empresa*?

A seguir, são citados os itens que compõem o fluxo de caixa, separados em receitas e despesas, a saber:

RECEITAS

Crescimento do mercado

Utilizar a previsão de mercado dos estudos realizados pelas empresas de energia, informados através do sistema SIMPLES (Sistemas de Informações de Mercado para Planejamento do Setor Elétrico), e aprovados pelo MME/CTEM (Comitê Técnico para Estudos de Mercado) (ELETROBRÁS, 2000).

Contratos bilaterais

Considerar os valores de acordo com as características e vigência dos contratos.

Numero de consumidores

Avaliar crescimento histórico da empresa, e fatores do ambiente externo que podem alterar este crescimento.

Tarifas de suprimento e fornecimento

Considerar o reajuste em curso, proporcional ao mês base da projeção. Estimar Fator X.

Reduzir tarifas a partir de 2003 em função da extinção da RGR.

Receita tarifaria

Fornecimento : calculada pelo mercado estimado e pela estrutura tarifária da empresa.

Suprimento : considerar contratos firmados (iniciais e bilaterais).

Energia de curto prazo: avaliar a relevância, e se for o caso desconsiderar.

Outras receitas

De acordo com a previsão adotada se estiver disponível, ou a partir da média histórica.

Receita de venda do superávit de energia

Estimar margem líquida sobre a tarifa média de compra.

Parcerias

Tratar como não operacionais, considerando-se o resultado líquido da equivalência patrimonial.

Receita financeira

Juros da Conta de Resultados a Compensar – CRC, rendimentos das aplicações financeiras e outras (multas, recuperação de tributos, acréscimos moratórios, variações monetárias).

Resultado não operacional

Baixas de imobilizado e outros.

DESPESAS**Pessoal**

Número de empregados. Considerar a redução/aumento considerando a produtividade e crescimento de mercado.

Programa de desligamento incentivado. Considerar no caso de haver reduções de pessoal.

Considerar a transferência para imobilizações.

Levar em conta aumentos reais e abonos salariais.

Fundação

Considerar o tratamento dado à estes valores. Verificar se estão sendo provisionados como dívida ou o passivo deficitário não foi reconhecido.

MSO (material, serviços de terceiros e outros)

Projetar uma taxa em relação à evolução do mercado de energia.

Programa de investimento – desembolso

Estimar os investimentos.

Perfil da dívida

Considerar as informações de custo médio de captação, prazo médio de amortização, composição, bases de atualização e amortização. Também se estão vinculadas ou não aos investimentos no imobilizado.

Compra de energia

Considerar a fonte (ex: Itaipu e outras), tarifa média de demanda e transporte, bases de reajuste e revisão tarifária.

Quotas de reintegração depreciação/amortização

Estimar taxa média.

Despesa financeira

Considerar de acordo com a vinculação da dívida, para o resultado ou imobilizado.

Considerar também a Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF.

Dividendos

Considerar a remuneração do capital próprio, em % do Lucro Líquido do Exercício.

Reserva Legal

Calcular à razão de 5% do lucro do exercício.

Impostos e Encargos Setoriais

ICMS (Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – Ex. Estado do Paraná) – Calculado em 25% sobre a receita de fornecimento exceto: classe rural, residencial baixa renda até 30 KWh, serviços públicos e poderes públicos estaduais.

ISS (Imposto sobre serviços) – Calculado a alíquota de 5% sobre receitas de prestação de serviços.

PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) – Calculado com base na alíquota de 0,65% sobre a receita operacional bruta e financeira da empresa.

COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) – calculado com base na alíquota de 3% sobre a receita operacional bruta e financeira da empresa.

CSLL (Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido) – 9% sobre o lucro até dez/2002. 8% após.

IR (Imposto Sobre a Renda) – 15% sobre o lucro mais adicional de 10% sobre a parcela excedente a R\$ 240 mil.

Quotas de RGR (Reserva Geral de Reversão) – 2,5% a.a. sobre o ativo reversível, limitada a 3% a.a. sobre a receita de venda de energia (Decreto n. 1.771 de 03/01/96). Ativo reversível é composto pelo ativo imobilizado líquido menos as Obrigações Especiais (Despacho n. 23, de 12/01/00 e n. 43 de 01/02/00). A partir de 01.01.2003 será extinta.

TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – 0,5% sobre a receita da venda de energia deduzida da RGR.

Quota da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) – calculadas em função da participação da empresa no mercado nacional, para cobrir os gastos com combustíveis fósseis e óleo combustível do sistema interligado e isolado. Utilizar valores projetados com base na evolução do mercado e no último valor fixado, e considerando a redução de 25%, 50% e 75% a partir de 2003, e extinção em 2006 (Resolução ANEEL n. 261 de 13/08/98).

INFLAÇÃO

Recomendamos que as projeções financeiras e as taxas de desconto sejam estimadas em termos nominais. Para garantir consistência, tanto a projeção do fluxo de caixa quanto a projeção da taxa de desconto devem ter como base a mesma taxa de inflação geral (COPELAND, 2000, p. 193).

Os itens isolados, porém, podem basear-se em uma taxa de inflação específica, maior ou menor do que a taxa geral, mas devem ser derivados a partir da inflação geral. Para oferecer um exemplo específico, a projeção da receita deve refletir um crescimento das unidades vendidas e o aumento esperado do preço unitário (COPELAND, 2000, p. 193).

Podemos calcular a taxa de inflação esperada, consistente com a taxa de desconto a ser aplicada, a partir da estrutura a termo das taxas de juros. Essa estrutura é estabelecida pelos rendimentos de títulos do governo com diferentes prazos de vencimento (COPELAND, 2000, p. 193).

No caso americano, é recomendado o uso de uma estimativa de taxa real de 2 a 3%, que está dentro da faixa de crescimento do PIB (Produto Interno Bruto) a longo prazo (COPELAND, 2000, p. 195).

Calcule a taxa de inflação esperada a partir das taxas nominal e real usando a seguinte fórmula (COPELAND, 2000, p. 195):

$$\text{Inflação Esperada} = \frac{(1 + \text{Taxa Nominal})}{(1 + \text{Taxa Real})} - 1$$

MOEDA ESCOLHIDA: LOCAL *VERSUS* INTERNACIONAL E *REAL VERSUS* NOMINAL.

Sempre que possível, é recomendado o fluxo de caixa nominal em moeda local. Projeções nessa “moeda” permitem maior transparência quanto ao impacto de mudanças nas taxas de inflação e de câmbio nos fluxos de caixa da empresa. Adicionalmente é difícil estimar corretamente o benefício fiscal decorrente de depreciações ou despesas financeiras se for utilizada uma moeda real ou internacional. Os impostos são determinados pelo lucro reportado em moeda local nominal. Se forem usadas moedas reais ou internacionais, será necessário um cálculo separado dos impostos locais nominais para incorporação aos fluxos de caixa (COPELAND, 2000, p. 368).

Entretanto, se uma parcela substancial das receitas ou das despesas de uma empresa é denominada em dólares, pode ser mais fácil usar fluxos de caixa denominados nessa moeda. Na mesma linha, em países que apresentam condições econômicas muito instáveis e altas taxas de inflação, pode ser melhor usar o fluxo de caixa local em termos reais. Países com taxas de inflação anuais superiores a 20% são candidatos a esse tratamento. Nos casos extremos, em que a situação local é bastante instável, pode ser aconselhável usar um fluxo de caixa denominado em moeda internacional mesmo que a empresa apresente fluxos de caixa basicamente locais (COPELAND, 2000, p. 368).

NÚMERO DE ANOS DA PROJEÇÃO

Por questões práticas, a maioria das projeção deve ser dividida em dois períodos: um período explícito (digamos, dez anos) e o restante da vida da empresa (a partir do décimo primeiro ano) (COPELAND, 2000, p. 195).

O período explícito de projeção deve ser longo o suficiente para permitir que, ao seu final, a empresa atinja um estado estacionário. Esse estado estacionário pode ser descrito da seguinte maneira (COPELAND, 2000, p. 196):

- ? A empresa obtém uma taxa de retorno constante sobre todo novo capital investido durante o período da perpetuidade.
- ? A empresa obtém uma taxa constante de retorno sobre o capital investido existente.
- ? A empresa reinveste uma proporção constante de seus lucros todos os anos.

A microeconomia indica que, ao longo do tempo, a concorrência trará as taxas de retorno de muitas indústrias para o nível do custo de capital. Uma vez que essa convergência ocorra, será relativamente simples estimar o valor da perpetuidade da empresa. Portanto, a projeção até o produto de convergência simplifica o problema do valor da perpetuidade. Se essa for a abordagem adotada, os períodos de projeção deverão durar enquanto forem sustentáveis retornos acima do WACC (COPELAND, 2000, p. 196).

Se a empresa atuar numa indústria cíclica, será importante que a projeção capture um ciclo completo para não produzir estimativas irreais para o valor da perpetuidade. Isto ocorreria se a fase de alta ou de baixa do ciclo fosse projetada indefinidamente. O melhor é usar projeções de longo prazo, que neutralizam os efeitos cíclicos (COPELAND, 2000, p. 196).

3.3.4 VERIFICAR O BOM SENSO DA PROJEÇÃO COMO UM TODO

A última etapa do processo inclui a elaboração dos fluxos de caixa e dos *value drivers*, e a análise das projeções. Essas devem ser analisadas da mesma maneira como foi analisado o desempenho histórico da empresa. Para entender como os *value drivers* devem comportar-se, avalie em relação à indústria (COPELAND, 2000, p. 196-197): a) a consistência do desempenho da empresa com relação aos principais *value drivers*; b) a consistência do crescimento da receita e se a empresa possui recursos para gerenciar esta taxa de crescimento; c) a consistência do retorno sobre o capital, e eventual fortalecimento da posição dos clientes ou da indústria com possível redução de margem; d) se a empresa tem condições de gerenciar todos os investimentos que estão sendo feitos.

Finalmente, você precisa entender as implicações financeiras da previsão. A empresa terá de levantar grandes quantias de capital? Em caso positivo, será possível obter financiamento? Ele

deverá vir na forma de dívida ou de ações? Se a empresa estiver gerando excesso de caixa, que opções ela tem para investir esse caixa ou retorná-lo aos acionistas? (COPELAND, 2000, p. 196).

3.4 ESTIMATIVA DO CUSTO DE CAPITAL

Tanto os credores quanto os acionistas esperam ser recompensados pelo custo de oportunidade de se investir recursos em um negócio específico em vez de investir em outros negócios com risco equivalente. O custo médio ponderado do capital (WACC) é a taxa utilizada para descontar o valor do dinheiro no tempo, convertendo o fluxo de caixa futuro em valor presente para todos os investidores (COPELAND, 2000, p. 220).

Para ser consistente com o modelo DCF da entidade, a estimativa do custo de capital necessita (COPELAND, 2000, p. 220-221):

- ? Considerar a média ponderada dos custos marginais de todas as fontes de capital - dívida, ações etc. - já que o fluxo de caixa representa o caixa disponível para remunerar todos os provedores de capital.
- ? Ser calculada depois de todos os impostos, já que o fluxo de caixa também é calculado depois dos impostos.
- ? Usar taxas de retorno nominais derivadas de taxas de juros reais e da inflação esperada, uma vez que os fluxos de caixa também são expressos em termos nominais.
- ? Levar em conta os riscos sistemáticos assumidos pelos investidores, tendo em vista que cada um deles espera um retorno que compense o risco assumido.
- ? Empregar valores de mercado ao se ponderar o custo de cada fonte de capital, já que os valores de mercado refletem a verdadeira composição do capital empregado, o que não ocorre com o valor contábil.
- ? Poder variar ao longo do período de projeção do fluxo de caixa, em função de mudanças esperadas na taxa de inflação, no risco sistemático ou na estrutura de capital.

FÓRMULA PARA A ESTIMATIVA DO WACC

A fórmula que recomendamos para a estimativa do WACC depois dos impostos é a seguinte (ROSS, 1997, p. 271):

$$WACC = \frac{E}{V} R_E + \frac{D}{V} R_D (1 - T_c)$$

onde:

WACC	Custo médio ponderado de capital
T_c	é a alíquota dos impostos de renda de pessoa jurídica
E	é o valor de mercado do capital próprio da empresa
D	é o valor de mercado do capital de terceiros da empresa
V	= E + D
E / V	é a proporção de capital próprio no financiamento total da empresa (em termos de valor de mercado)
D / V	é a proporção de capital de terceiros.
R_E	custo de capital próprio
R_D	custo de capital de terceiros

O WACC da empresa é o retorno global exigido sobre a empresa como um todo. É a taxa apropriada de desconto a utilizar quando os fluxos de caixa possuem risco semelhante aos da empresa como um todo (ROSS, 1997, p. 271).

No caso de capital de terceiros, se houver mais de um tipo de obrigação, deve haver um cálculo para cada tipo, e os resultados serão posteriormente somados (ROSS, 1997, p. 268).

Obrigações não financeiras, como contas a pagar, possuem um custo de capital, exatamente como as outras formas de dívida, mas esse custo está implícito no preço pago pelos produtos que as geram e, portanto, aparece nos custos operacionais e no fluxo de caixa da empresa. Separar os custos financeiros implícitos dessas obrigações dos custos operacionais e do fluxo de caixa seria complexo e demorado, e não melhoraria a avaliação (COPELAND, 2000, p. 222).

Apenas os impostos que se aplicam realmente a despesas de juros devem ser usados na taxa de desconto. Os outros impostos ou créditos devem ser modelados diretamente no fluxo de caixa (COPELAND, 2000, p. 389).

O relatório RE-SEB (COOPERS&LYBRAND, 1997, p. 247), sugere no caso Brasileiro, que as taxas reais de retorno após impostos sobre o patrimônio investido no setor elétrico sejam aproximadamente: 12-15% para geração; 10-12% para transmissão; e 11-13% para distribuição. Esta conclusão foi baseada no consenso de opiniões dos investidores, o que pode ser questionado.

A seguir serão demonstradas as três etapas envolvidas na definição da taxa de desconto ou WACC. Na prática os cálculos demonstrados são efetuados simultaneamente (COPELAND, 2000, p. 222).

3.4.1 ETAPA 1: ESTABELEECER PESOS PARA AS FONTES DE CAPITAL

Para cumprir essa etapa, é útil pensar em termos de uma estrutura de capital alvo por dois motivos. Primeiro, a estrutura de capital de um momento qualquer pode não ser a mesma que deve prevalecer durante a vida da empresa. O segundo motivo, é não ser possível saber qual é o WACC sem saber o valor de mercado das ações e vice-versa (COPELAND, 2000, p. 223).

Nos mercados emergentes, a longo prazo, as empresas deverão convergir para uma estrutura de capital semelhante à de seus concorrentes globais (COPELAND, 2000, p. 389).

Estimativa da Estrutura de Capital Atual

A melhor estimativa é simplesmente o produto do número de cada tipo de papel em circulação pelo seu preço de mercado (COPELAND, 2000, p. 223).

Dívida. Encontram-se aqui as dívidas de curto e de longo prazo, as operações de *leasing*¹⁴ e algumas ações preferenciais. Seu valor depende de três fatores: o cronograma de pagamentos estipulado, a probabilidade de o devedor efetuar os pagamentos conforme o prometido e as taxas de juros de mercado para papéis com cronograma semelhante de pagamentos (COPELAND, 2000, p. 223-224).

O processo para se chegar a este valor é o seguinte (COPELAND, 2000, p. 224):

1. Verificar a natureza dos pagamentos contratuais prometidos.
2. Determinar a qualidade de crédito. Existem classificações de crédito disponíveis até mesmo para emissões ilíquidas. Caso contrário, podem ser estimadas a partir das classificações de crédito dos outros empréstimos da empresa (ajustando-se pelo nível de prioridade do

¹⁴ No Brasil, a discriminação dos pagamentos futuros de *leasing* operacional são divulgados em Notas Explicativas (Lei 6.404/76, art. 176, § 5º e OC/CVM/PTE nº 578/85).

instrumento específico em caso de falência) ou a partir de modelos de classificação de títulos que tentam reproduzir o comportamento das agências de classificação.

3. Calcular a taxa de retorno implícita da dívida, caso fosse negociada no mercado, através de comparação com os retornos de títulos com cupons, vencimentos e classificações semelhantes.
4. Calcular o valor presente do fluxo de pagamentos, usando como taxa de desconto a taxa de retorno implícita de uma emissão equivalente. O valor presente resultante deve aproximar-se do valor de mercado.

No caso de dívidas de curto prazo, os valores contábeis e os valores de mercado tendem a ser muito próximos, o que nos permite usar os valores contábeis como estimativas dos valores de mercado (ROSS, 1997, p. 268).

Ações. Se existir mercado para as ações ordinárias da empresa, siga o método já familiar de usar o preço de mercado multiplicado pelo número de ações em circulação. O preço corrente de mercado é a melhor estimativa do valor de mercado das ações e é superior ao valor contábil ou à média dos preços de mercado no passado. Isso porque ele reflete a opinião dos investidores em relação aos retornos esperados das ações em comparação com investimentos alternativos no momento da avaliação (COPELAND, 2000, p. 228).

Se as ações não forem negociadas precisaremos fazer comparações e discutir com a alta administração a fim de estimar um alvo para a ponderação do capital acionário na estrutura de capital da empresa. É conveniente observar que podemos desenvolver um valor implícito para as ações testando valores alternativos e suas implicações sobre os pesos no cálculo do WACC (COPELAND, 2000, p. 228-229).

Examinar a Estrutura de Capital de Empresas Comparáveis

Comparar a estrutura de capital da empresa que se está avaliando com a de empresas semelhantes demonstrará se a sua estimativa é razoável. É perfeitamente aceitável que a estrutura de capital da empresa seja diferente, mas você deve entender os motivos por que a diferença existe. Quase sempre, as empresas financiam aquisições com dívidas que planejam pagar rapidamente ou refinar com uma oferta de ações. No caso de empresas privadas ou com baixíssima liquidez em bolsa, ou no caso das divisões de uma empresa, talvez não exista um preço de mercado para seu capital acionário. Nessas situações, pode-se usar as empresas

comparáveis para avaliar o bom senso da estimativa da estrutura do capital elaborada através do processo iterativo descrito anteriormente (COPELAND, 2000, p. 229).

Analisar a Estratégia de Financiamento da Alta Administração

Mesmo que a estratégia da alta administração não tenha sido articulada ou que seja intuitiva, será possível tirar muito proveito de uma discussão com os gestores da empresa a respeito de alvos sensatos a serem usados no trabalho de avaliação. Os alvos podem ser expressos em termos contábeis, e posteriormente convertidos em valores de mercado. Além disso, a alta administração pode apresentar os fatores que norteiam sua estratégia de financiamento e contribuir para a escolha das empresas comparáveis (COPELAND, 2000, p. 230).

3.4.2 ETAPA 2: ESTIMAR O CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS

O custo do capital de terceiros é a taxa de retorno que os credores exigem para emprestar novos recursos à empresa. A taxa contratada de dívidas existentes na empresa é irrelevante nesse caso. Ela apenas nos diz, aproximadamente, qual era o custo de capital de terceiros quando as obrigações foram emitidas, e não qual é esse custo hoje (ROSS, 1997, p. 267).

Use sempre a taxa de mercado mais atualizada referente a dívidas com riscos equivalentes. Um indicador razoável do risco de uma dívida é a classificação da Moody's ou da Standard & Poor's. Se não existir tal classificação, será preciso calcular os índices financeiros tradicionais - cobertura de juros, dívida/patrimônio, capital de giro etc. - da empresa sendo avaliada, e compará-los com os de empresas que possuem tal classificação (COPELAND, 2000, p. 231).

Custo da Dívida em países emergentes.

O principal desafio é estimar o rendimento efetivo das dívidas. As taxas de juros correntes em geral são de curto prazo ou não são publicadas. O custo da dívida para os investidores estrangeiros é simplesmente o custo global da dívida da indústria ajustado para a estrutura de capital-alvo da empresa e para a inflação local. Acrescentando-se componentes conhecidos, a taxa livre de risco, o prêmio pela classificação de risco e o diferencial da inflação, você pode montar o custo da dívida. É importante que os investidores globais tenham em mente que o risco do país pode ser diversificado em uma carteira de títulos, portanto nenhum prêmio por esse risco deve ser incluído. A Coca-Cola e a Colgate Palmolive, por exemplo, têm um custo de dívida que não ultrapassa seus principais concorrentes nos EUA, muito embora grande parte de seus lucros e investimentos esteja nos mercados emergentes (COPELAND, 2000, p. 388).

Vamos ilustrar com um exemplo como o custo da dívida pode ser calculado. Suponhamos que a classificação da maioria das siderúrgicas globais seja BB+, mas que a estrutura de capital da empresa local esteja mais carregada de dívida do que a média da indústria, indicando que sua classificação talvez seja BB. Pode-se usar a taxa livre de risco do país, mais o prêmio exigido para os títulos de empresas americanas classificadas como BB (COPELAND, 2000, p. 389).

Quadro 15 - Exemplo de cálculo do custo da dívida

Rendimento até o vencimento de títulos de dez anos do governo americano	5,20%
(+) Diferencial da inflação de dez anos na Coreia	3,30%
(=) Taxa livre de risco na Coreia	8,50%
(+) Diferencial de rendimento entre dívida de dez anos do governo americano e dívida de empresa americana de dez anos com classificação BB	2,69%
(=) Custo da dívida	11,19%

Fonte: COPELAND, 2000, p. 389

3.4.3 ETAPA 3: ESTIMAR O CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

Premissas

Premissa básica. Com o tempo, os países cada vez mais farão parte de um mercado global e esses mercados se tornarão mais abertos e eficientes. Se espera uma diminuição das diferenças nos betas das indústrias locais e globais, e dos controles sobre os fluxos de capitais que restringem o acesso ao capital a custos internacionais. O resultado é que o custo de capital nos mercados emergentes deverá se aproximar ao custo de capital global após ajustes pela inflação local e pela estrutura de capital da empresa (COPELAND, 2000, p. 378).

Não existe resposta 'certa'. Os debates existentes sobre a eficiência de cada método de avaliação e a falta de informações nos mercados emergentes, recomendam uma abordagem flexível para determinação do custo de capital e a triangulação para o estabelecimento de um intervalo de valor da empresa (COPELAND, 2000, p. 378).

O custo de capital pode mudar ao longo do tempo. Existem duas maneiras de incorporar essas mudanças: calcular um custo de capital para cada ano usando premissas diferentes (a opção recomendada em casos de inflação alta, volatilidade alta ou restrições severas aos fluxos de capitais) ou usar um único custo de capital que reflita uma média do custo que prevalecerá ao

longo do período de projeção (opção recomendada em prol da simplicidade) (COPELAND, 2000, p. 378).

Qualquer que seja o método escolhido para calcular o custo de capital, deve haver consistência com o modo como o fluxo de caixa é projetado. Se os fluxos de caixa projetados forem nominais em moeda local, o custo de capital deverá refletir a taxa de inflação local que foi incorporada no fluxo de caixa. Por outro lado, se os fluxos de caixa forem denominados em dólares, o custo de capital deverá apresentar apenas a taxa de inflação nos EUA. No caso de fluxos de caixa reais, a inflação deverá ser subtraída do custo de capital nominal. Se forem desenvolvidos cenários ponderados por sua probabilidade, o risco não deve ser contado duplamente, o que ocorrerá se for incluído um prêmio pelo risco do país no custo de capital (COPELAND, 2000, p. 379).

CAPM - Capital asset pricing model

Em essência, o CAPM postula que o custo de oportunidade do capital é igual ao retorno dos títulos livres de risco mais o risco sistemático da empresa (beta), multiplicado pelo prêmio de risco de mercado. A equação do custo do capital acionário (k_s) é a seguinte (COPELAND, 2000, p. 236):

$$k_s = r_f + E(r_m) - r_f \cdot \beta$$

onde:

r_f = taxa de retorno livre de risco.
 $E(r_m)$ = taxa de retorno esperada sobre o portfólio geral de mercado.
 $E(r_m) - r_f$ = prêmio de risco de mercado.
 β = risco sistemático da ação.

O custo do capital acionário, k_s , aumenta linearmente em função do risco não-diversificável, o beta. O beta do portfólio geral de mercado é 1,0. Isso significa que o beta da ação de uma empresa média também será aproximadamente 1,0. É muito incomum observar um beta maior que 2,0 ou menor que 0,1. O prêmio de risco de mercado, que varia de país para país, é medido por $E(r_m) - r_f$ (COPELAND, 2000, p. 237).

No relatório RE-SEB (COOPERS&LYBRAND, 1997, p. 247), o ágio por risco de capital próprio foi estimado em 4-6%. Entretanto esta conclusão foi baseada em consenso de opiniões dos investidores, o que pode ser questionado.

Determinação da taxa de retorno livre de risco (r_f).

Em termos hipotéticos, a taxa livre de risco é o retorno de um título ou portfólio de títulos que não apresenta risco qualquer de inadimplência e nenhuma correlação com os retornos de qualquer outro fator econômico. Teoricamente, a melhor estimativa da taxa livre de risco seria o retorno de um *portfólio* com beta igual a zero (COPELAND, 2000, p. 237).

Se recomenda o uso da taxa dos títulos de dez anos do Tesouro, pelos seguintes motivos (COPELAND, 2000, p. 237-238):

? Primeiro, é uma taxa de longo prazo que em geral fica muito próxima da duração dos fluxos de caixa da empresa que está sendo avaliada.

? Segundo, a taxa de dez anos aproxima-se da duração do *portfólio* dos índices do mercado acionário - por exemplo, o S&P 500 - e, portanto, é consistente com os betas e prêmios de risco estimados em relação a esses *portfólios*.

? Finalmente, a taxa de dez anos é menos sensível a mudanças inesperadas na inflação e, dessa forma, apresenta um beta menor; e o prêmio de liquidez embutido nas taxas de dez anos *pode* ser ligeiramente menor do que aquele encontrado nos títulos de 30 anos.

A taxa real de retorno “livre de risco” no Brasil foi estimada em 7% no relatório RE-SEB (COOPERS&LYBRAND, 1997, p. 246). Entretanto esta estimativa surgiu de um consenso das opiniões dos investidores, face às dificuldades técnicas quanto à aplicação dos modelos de cálculo, o que a torna objeto de questionamento.

Prêmio pelo Risco do País

Os riscos mais frequentemente citados com relação aos mercados emergentes incluem (COPELAND, 2000, p. 370):

- ? Volatilidade da taxa de câmbio
- ? Volatilidade da taxa de inflação
- ? Crescimento irregular do PIB
- ? Mercados de capital ineficientes, restritos e/ ou voláteis
- ? Guerras ou distúrbios civis Desapropriações
- ? Riscos fiscais e de regulamentação
- ? Restrições sobre os fluxos de capitais
- ? Direitos de investidores definidos ou preservados de maneira inadequada
- ? Corrupção e fraude

Os argumentos a favor da incorporação dos riscos do país ao custo do capital, em geral na forma de um prêmio pelo risco, e seus contra-argumentos, são apresentados a seguir (COPELAND, 2000, p. 371-374):

- ? *Os investidores precisam ser recompensados pelos riscos adicionais que assumem quando investem nos mercados emergentes. O melhor lugar para incorporar esses outros riscos é no custo de oportunidade do capital.* Na verdade, há valor associado à diversificação de uma carteira, de forma que o custo de oportunidade do capital pode ser menor quando se adicionam riscos que não estejam relacionados ao restante de um *portfólio*. Em um mercado global, o risco do país é diversificável e, portanto, os investidores não exigirão um prêmio para assumi-lo. O único risco para o qual os investidores exigirão proteção é o risco sistemático entre o retorno da empresa e o retorno do *portfólio* de mercado global, medido pelo beta. Alguns riscos, no entanto, são sistemáticos, como iliquidez e volatilidade, mas é muito difícil quantificá-los separadamente para incluí-los no custo do capital.
- ? *É difícil incorporar com exatidão todos os cenários possíveis e atribuir-lhes probabilidades, ao passo que os prêmios pelo risco do país são relativamente fáceis de estimar e estão baseados no mercado.* Existem falhas importantes no método mais comum, o que envolve a diferença nos rendimentos de títulos do país denominados em dólares e títulos do governo americano de duração equivalente, pois muitos dos riscos incluídos têm pouco a ver com o investimento no capital acionário de uma empresa.
- a) em muitos países, essa diferença quase sempre reflete a diferença na classificação de crédito do título nacional. No entanto, o risco de inadimplência ou de deterioração do risco de crédito do governo local normalmente está dissociado do valor intrínseco de uma empresa. Além disso, a inclusão do risco de inadimplência do país superestima o risco de um investimento em ações, uma vez que ele captura apenas a exposição ao risco de perdas, sem levar em conta o potencial de alta associado ao investimento em ações.
 - b) prêmio pelo risco do mercado das ações já inclui a possibilidade de perda do principal em um investimento, portanto incluir o risco de crédito além do prêmio pelo risco de mercado das ações representa dupla contagem.
 - c) rendimento de um título nacional está intimamente associado às características dos fluxos de caixa do título. É improvável que eles coincidam exatamente com as características

dos fluxos de caixa de um investimento em ações. Portanto o rendimento em que se baseia o prêmio pelo risco do país não é relevante ao investimento em ações.

O rendimento ajustado (*stripped* - ajuste que tenta eliminar o impacto de garantias do governo americano nos títulos em questão) dos *C-Bonds* brasileiros, um título denominado em dólares americanos, foi comparado com o rendimento de uma carteira de títulos de empresas americanas com a mesma classificação de crédito do título brasileiro para estimar um *spread* que exclui o risco de crédito. A diferença foi sempre positiva, mas seu valor variou consideravelmente. No primeiro semestre de 1999, as estimativas do prêmio pelo risco do Brasil variavam entre 4-9%.

? *A maioria dos bancos e muitas empresas refletem os riscos na taxa de desconto, portanto este é o método efetivamente utilizado pelo mercado na precificação de ativos.* Em uma tentativa de testar essa afirmação, tomou-se uma amostra de empresas brasileiras e se calculou o valor de mercado sem nenhum prêmio pelo risco do país. Os valores DCF (DCF/PL), sem qualquer prêmio pelo risco do país, ficaram extremamente próximos dos valores de mercado (V/PL) ($R^2 = 0,98$).

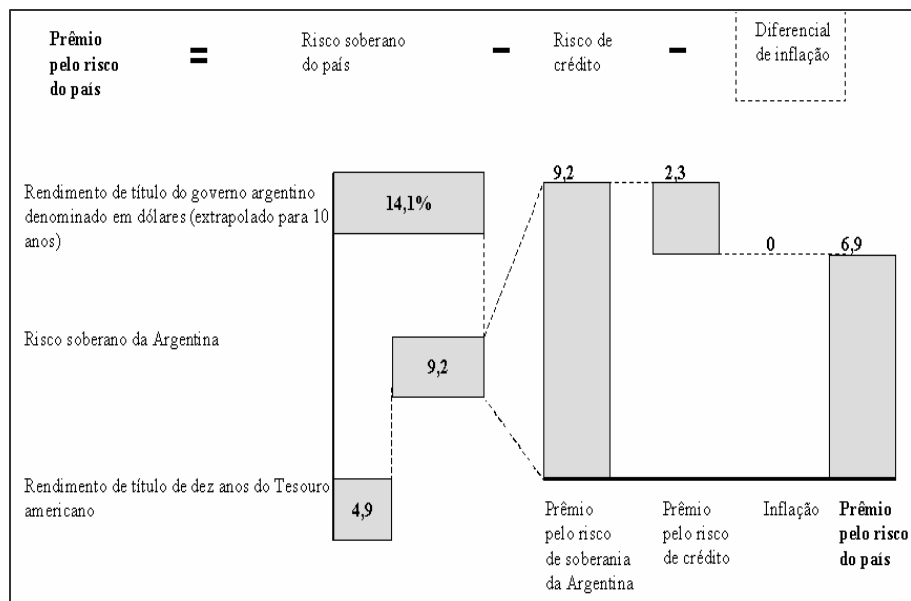
Apesar de não se pretender que esta fosse uma amostra exaustiva ou que prove definitivamente que não existe prêmio pelo risco do país no mercado brasileiro ou outros mercados emergentes, parece certo que ela indica que os prêmios na faixa de 4-9% não encontram sustentação nos preços do mercado acionário. Se esses prêmios fossem incluídos no custo de capital, o valor DCF ficaria entre 10% e 40% do valor de mercado.

Já foram expostos os motivos pelos quais se acredita que o risco do país deve ser excluído do custo de capital. No entanto, se for realmente necessário incluir um prêmio pelo risco do país nesse custo, o primeiro passo é calcular o risco soberano. Este pode ser calculado subtraindo o rendimento de um título do governo denominado em dólares do rendimento de um título de duração equivalente do governo americano. Se não existir um título denominado em dólares, será preciso subtrair o diferencial da inflação entre o país local e os EUA para depois calcular o prêmio pelo risco soberano do país (COPELAND, 2000, p. 383).

A próxima etapa é mais controversa - subtrair o risco de crédito incorporado no rendimento. O prêmio pelo risco de mercado já inclui a possibilidade de perda do seu investimento e, portanto, incluí-lo mais uma vez seria contagem dupla (COPELAND, 2000, p. 384).

O prêmio pelo risco de crédito de um título com classificação BB pode ser estimado calculando-se a diferença entre o rendimento de títulos de empresas com classificação BB nos EUA e de títulos do governo americano com o mesmo vencimento. Esse cálculo pode ser usado como um indicador do prêmio pelo risco de crédito incluído no rendimento de um título de um país cuja dívida tenha sido classificada como BB (COPELAND, 2000, p. 384).

Figura 3 - Como calcular o prêmio pelo risco do país – Exemplo da Argentina



(COPELAND, 2000, p. 383).

Um aspecto que deve ser observado, porém, é que esse cálculo se refere ao prêmio pelo risco de um país em um determinado momento. Recomendamos a utilização de uma estimativa de longo prazo (COPELAND, 2000, p. 383).

O prêmio pelo risco do país estimado no relatório RE-SEB (COOPERS&LYBRAND, 1997, p. 246), foi de 4% em relação ao EUA e ao Reino Unido. Entretanto é fruto de consenso baseado em opiniões de investidores (face às dificuldades técnicas quanto à aplicação dos modelos de cálculos) o que o torna questionável.

Determinação do prêmio de risco de mercado $E(r_m) - r_f$

O prêmio de risco de mercado é a diferença entre a taxa de retorno esperada sobre o *portfólio* de mercado e a taxa livre de risco, $E(r_m) - r_f$. É recomendado o uso de um prêmio de 5% no caso de empresas americanas. Esta recomendação tem como base a média aritmética do retorno do S&P 500 *versus* o retorno de títulos de longo prazo do governo de 1926 a 1996, que é de 6.7%. Dessa

média, deduzimos um “viés de sobrevivência” (*survivorship bias*) de aproximadamente 2%. Esse viés representa uma estimativa do retorno adicional do mercado acionário dos EUA pelo simples fato dele haver “sobrevivido” durante todo esse período, ao contrário do mercado de outros países que passaram por rupturas significativas (por exemplo, em função de guerras). Cabem alguns comentários adicionais sobre a metodologia para cálculo desse prêmio (COPELAND, 2000, p. 238-239):

- ? Usou-se um período longo e não curto para medir o prêmio a fim de eliminar os efeitos das anomalias de curto prazo. O período de 1926-1996 reflete guerras, depressões e surtos de crescimento.
- ? Cabe notar que o risco de mercado pode variar significativamente com o período de tempo escolhido. Por exemplo, se utilizarmos o período entre 1962 e 1993, chegaremos a um valor próximo a 2,5%.
- ? Calculou-se o prêmio sobre o retorno de títulos de longo prazo do governo para ser consistente com o prazo da taxa livre de risco recomendada para cálculo do custo do capital próprio.

Em mercados emergentes a qualidade e o volume de dados disponíveis, sobre retornos sobre ações e títulos em geral, não são adequados para a elaboração de estimativas de longo prazo, até porque houve inúmeras mudanças de regulamentação nesses mercados e por isso não refletem a expectativa de retorno futuro dos investidores. Se recomenda o uso de um prêmio pelo risco de mercado global, o que é consistente com a premissa de que os mercados de ações estão cada vez mais integrados (COPELAND, 2000, p. 386).

Recomenda-se basear a estimativa do prêmio pelo risco de mercado global no mercado americano, de 5%, conforme explicado acima.

Estimativa do risco sistemático (B = beta)

No caso de uma empresa de capital aberto, podem ser usadas estimativas publicadas. Recomendamos os betas fornecidos pela BARRA. Os betas previstos da BARRA são atualizados trimestralmente e cobrem cerca de 7 mil empresas cujas ações são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York (NYSE), na American Stock Exchange e na NASDAQ. Essas estimativas do risco sistemático têm por base os índices financeiros de cada empresa. Eles mudam à medida

que mudam os índices financeiros e refletem de maneira mais precisa a estimativa mais recente elaborada pelo mercado para o risco da ação (COPELAND, 2000, p. 239).

Como os erros de medição tendem a anular-se, a média da indústria é mais estável do que os betas das empresas. Quando estiver calculando a média da indústria, não esqueça de desalavancar os betas das empresas e depois aplicar a alavancagem correspondente à estrutura de capital alvo (COPELAND, 2000, p. 240).

Nos orienta COPELAND (2000, p. 239), que no caso de se conseguir uma estimativa do beta que não parece fazer sentido (por exemplo, ela é negativa, maior que 2 ou difere radicalmente dos betas de outras empresas com alavancagem semelhante na mesma área de atividade), deve se usar uma das técnicas de determinação do beta, recomendadas para avaliação de empresas com vários negócios, por não existirem betas calculados (o mesmo caso para empresas de capital fechado), conforme expostos a seguir.

Comparações gerenciais. Uma maneira de estimar betas grosseira, mas em geral eficiente, é recorrer à ajuda dos administradores do negócio. Convoque quatro ou cinco gerentes para posicionar a divisão ou projeto que está sendo analisado em relação a uma lista dos setores. Faça com que eles marquem o setor cujo risco mais se aproxime de sua divisão. Se eles concordarem (e normalmente concordam), terá uma estimativa razoável do beta alavancado da divisão (COPELAND, 2000, p. 299).

Comparação com empresa semelhantes. Uma segunda abordagem é pedir à administração que identifique as empresas com ações negociadas que mais se assemelhem à sua divisão. Essa lista é útil porque, depois, é possível consultar os betas dessas empresas, que presumidamente têm risco semelhante. É preciso desalavancar os betas das empresas comparáveis e depois alavancá-los de novo usando a estrutura de capital alvo da divisão que está sendo analisada (COPELAND, 2000, p. 299).

O beta não alavancado mede o risco de uma empresa excluindo o efeito da alavancagem financeira. Por exemplo, suponha que o beta alavancado de uma empresa comparável seja 1,2 e que tenha um índice dívida-capital acionário de 1,3. A divisão que estamos avaliando tem um índice alvo de dívida-capital acionário de 0,8. Para estimar o beta não alavancado da ação da divisão, a seguinte fórmula será útil (Devemos observar que alavancar e realavancar betas é uma tarefa conceitualmente arduosa, em especial no caso de situações de alavancagem extrema. Por exemplo, a fórmula a seguir presume que a dívida não apresenta riscos. Além disso, a alíquota

marginal de impostos pode mudar em função da alavancagem, e a fórmula presume que isto não ocorre) (COPELAND, 2000, p. 300):

$$\beta_{L} = [1 + (1 - T_c)B/S](\beta_u)$$

Onde:

β_L = beta alavancado da ação
 T_c = alíquota marginal de impostos da corporação
 B/S = índice dívida-capital acionário da divisão, em termos de valores de mercado
 β_u = beta não-alavancado da ação (medida do risco de negócios da divisão)

Suponha que a alíquota de imposto da empresa comparável seja 25% e que a sua divisão seja 34%. O beta não alavancado (risco operacional) da empresa comparável será o seguinte (COPELAND, 2000, p. 300):

$$\beta_u = \frac{\beta_L}{1 + (1 - T_c)B/S} = \frac{1,2}{1 + (1 - 0,25)1,3} = 0,61$$

Com base na premissa de que a empresa comparável apresenta o mesmo risco de negócio da sua divisão, agora é possível estimar o beta alavancado da sua divisão (COPELAND, 2000, p. 301):

$$\beta_L = [1 + (1 - 0,34) 0,8] 0,61 = 0,93$$

Uma nota final sobre os betas. Quando são esperadas mudanças no risco ao longo do tempo, é preciso estar preparado para mudanças no beta da ação. Isto indica que o custo do capital também poderá mudar (diminuir) com a maturidade da empresa. (COPELAND, 2000, p. 303).

No relatório RE-SEB (COOPERS&LYBRAND, 1997, p. 247), o beta para o setor elétrico brasileiro foi estimado em torno de 1 (ou seja, os riscos não diversificáveis associados ao setor elétrico são semelhantes aos do mercado como um todo). Entretanto esta conclusão foi baseada no consenso de opiniões dos investidores, o que pode ser questionado.

O Beta Está Morto?

Em junho de 1992, Eugene Fama e Ken French, da Universidade de Chicago, publicaram um trabalho no *The Journal of Finance* que recebeu grande atenção em virtude de sua conclusão (COPELAND, 2000, p. 240):

“Em suma, nossos testes não sustentam a previsão mais básica do CAPM - (*capital asset pricing model*) de que a média do retorno das ações está positivamente relacionada aos betas do mercado¹⁵ .

Essa conclusão foi a mais recente de uma longa linha de estudos empíricos que questionaram a utilidade da medição de betas para explicar o prêmio de risco para ações. Por exemplo, Banz (1981) e Reinganum (1981) descobriram que o tamanho das empresas contribui para a explicação dos perfis de retorno. Basu (1983) descobriu um efeito sazonal (janeiro). Bhandari (1988) demonstrou que o nível de alavancagem financeira era importante. E Stattman (1980), assim como Rosenberg, Reid e Lanstein (1985), descobriu que a média dos retornos tem relação positiva com a razão entre valor contábil e valor de mercado da empresa¹⁶(Todos citados por COPELAND, 2000, p. 240).

Se o beta não está morto, então certamente está ferido. Fama e French descobriram que o retorno sobre uma ação está inversamente relacionado ao tamanho da empresa medido pelo valor de seu capital acionário e positivamente relacionado à razão entre o valor contábil do seu patrimônio e seu valor de mercado. Quando essas variáveis foram levadas em consideração, o beta não acrescentou nada à sua capacidade de explicar os retornos das ações (COPELAND, 2000, p. 241).

Uma implicação prática é que talvez alguém possa estimar o retorno exigido para as ações de uma empresa procurando seu tamanho e razão entre V/PL em uma tabela com médias de ágios de risco. Os resultados podem ser melhores do que se fossem usadas estimativas do beta e do CAPM. Uma outra implicação possível, à qual Fama e French aludem, é a necessidade de usar uma abordagem com vários fatores, como o modelo de precificação por arbitragem (COPELAND, 2000, p. 241).

Segundo BLACK (1993)¹⁷, o beta é uma ferramenta valiosa para valorar os investimentos e cita que FAMA & FRENCH selecionaram os dados dos diversos modelos testados que essencialmente dariam suporte às suas conclusões. BLACK comenta que as influências na

¹⁵ E. Fama e K. French, “The Cross-Section of Expected Stock Returns”, *The Journal of Finance*, 47, no. 2 (junho de 1992):427-465.

¹⁶ R. Banz "The Relationship between Return and the Market Value of Conunon Stocks", *Journal offinancial Economics*, 9 (1981):3-18; M. Reinganum, 'A New Empirical Perspective on the CAFM", *Journal offinancial and Quantitative Analysis*, 16 (1981):439 -462; S. Basti, 'The Relationship between Earnings Yield, Market Value, and the Return for NYSE Common Stocks: Further Evidence", *Journal of Financial Economics*, 12 (1983):129-156; L. Bhandari, 'Debt/Equity Ratio and Expected Common Stock Returns: Empirical Evidence", *The Journal of Finance*, 43 (1988):507 -528; D. Stattinan, "Book Values and Stock Returns", *The Chicago MBA: A Journal of Selected Papers*, 4 (1980):25-45; B. Rosenberg, K. Reid e R. Langstein, 'Fervasive Evidence of Market Inefficiency", *Journal of Portfolio Management* 11 (1985):9-17.

¹⁷ BLACK, F. Beta and return. *The Journal of Portfolio Management*, v. 20, n. 1, p. 8-17, Fall 1993.

estimação do beta incluem a medição imprópria da carteira de mercado e os efeitos das restrições de empréstimos. Ademais, o método da carteira utilizado por BLACK, JENSEN & SCHOLLES (1972)¹⁸ captura o comportamento das ações com diferentes betas. Mesmo que as ações com diferentes betas difiram em outros pontos, a carteira combina os efeitos de todas as características correlacionadas através do beta. Assim, não se deve isolar tais características para não complicar a análise e minar os dados. BLACK conclui que investidores racionais, indivíduos ou firmas, que não possuem restrições de pedir empréstimos e buscam maximizar o preço da ação, devem utilizar o CAPM e o beta para valorar os investimentos e escolher uma estratégia de investimento, fixando as taxas de desconto a serem utilizadas e elevando sua alavancagem financeira. Para BLACK, a morte do beta parece ser prematura, mas a discussão possivelmente ainda deverá prosseguir (todos citados por COSTA Jr., 1994).

Figura 4 - Estimativa do beta – exemplo do Pão de Açúcar

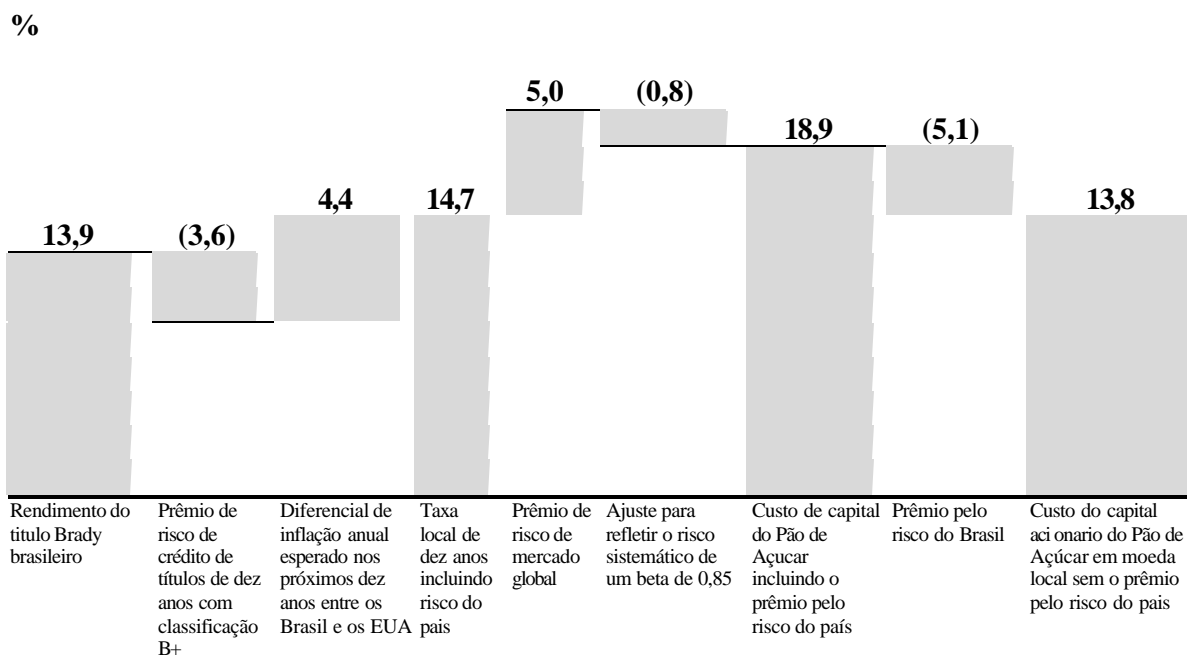
	BARRA projetado em relação aos EUA	Estrutura de capital (dívida/ patrimônio)	Realavancado de acordo com a estrutura de capital alvo com a alíquota de imposto do país
Pão de Açúcar	1,005	65%	1,005
Medianas comparáveis	0,66	19%	0,85

(COPELAND, 2000, p. 386).

À luz da premissa de que os mercados estão cada vez mais globais e da variabilidade das estimativas betas, geralmente recomenda-se o uso de um beta global não alavancado de acordo com uma alíquota de impostos global e realavancado de acordo com a estrutura de capital alvo da empresa usando uma alíquota de imposto local. No exemplo do Pão de Açúcar, uma rede brasileira de supermercados, provavelmente seriam usadas duas estimativas - o beta projetado pela BARRA de 1,005 e o beta ajustado de empresas comparáveis de 0,85 – para se obter um intervalo de estimativas de valor (COPELAND, 2000, p. 385).

¹⁸ BLACK, F., JENSEN, M., SCHOLLES, M. The capital asset pricing model: some empirical tests. In: JENSEN, M.. Studies in the theory of capital markets. New York: Praeger, p.79-121, 1972.

Figura 5 - Resumo do cálculo do custo do capital acionário – exemplo do Pão de Açúcar



(COPELAND, 2000, p. 388).

Modelo de Precificação por Arbitragem - APM (*Arbitrage Pricing Model*)

Em vez de usar uma única medida de risco sistemático, o APM usa muitas. Cada beta mede a sensibilidade do retorno de ações de uma empresa a um fator separado da economia (índice de produção industrial, taxa de juros real de curto prazo, inflação de curto prazo, inflação de longo prazo, e risco de inadimplência) (COPELAND, 2000, p. 241).

A indústria florestal é menos arriscada e as EEE apresentam uma exposição muito menor ao risco de inadimplência. Num estudo do efeito líquido do uso do CAPM *versus* APM para estimar o custo do capital acionário, a estimativa do custo de capital acionário usando o APM é significativamente mais baixa no caso da indústria florestal e das concessionárias de energia elétrica (COPELAND, 2000, p. 244).

Quadro 16 - Resumindo o cálculo do custo do capital - Exemplo do Pão de Açúcar

Item	Abordagem recomendada <i>(critério adotado para o Pão de Açúcar)</i>	Exemplo Pão de Açúcar
Taxa livre de risco	? Método 3 sem o risco do país (rendimento de títulos americanos + diferencial da inflação) <i>(Sem o prêmio pelo risco do país)</i>	9,6%
Prêmio pelo risco do país	(2 opções): 1. Incorporar risco no fluxo de caixa, usar WACC sem o risco do país 2. Usar definição da McKinsey de prêmio pelo risco do país (risco soberano – risco de crédito) <i>(Não utilizado – 1ª opção)</i>	
Prêmio pelo risco de mercado	? Usar de 5 até 7%, dependendo da iliquidez	5,0%
Beta	? Calcular em relação a índices do mercado global e triangular com comparáveis da indústria <i>(mediana de comparáveis realavancada para a estrutura de capital do Pão de Açúcar)</i>	0,85
Custo do patrimônio (capital acionário)		13,8%
Custo da dívida	? Usar taxas livres de risco locais sem o prêmio pelo risco do país, ajustadas para a classificação da dívida da empresa <i>(supondo uma classificação B+)</i>	13,2%
Alíquota de impostos	? Usar alíquota marginal, incluindo alíquotas estaduais e municipais	33,0%
Custo da dívida depois do imposto		8,8%
Estrutura de capital (índice dívida/capital)	? Usar estrutura de capital-alvo da indústria	39,0%
Custo de capital		11,9%

Muitos profissionais de mercados de capitais provavelmente estimariam o custo de capital do Pão de Açúcar na faixa de 14-23%, mas provavelmente não estariam usando cenários com probabilidade ponderada (COPELAND, 2000, p. 390).

3.5 Estimativa do Valor da Perpetuidade

É o valor dos fluxos de caixa da empresa além do período de projeção (COPELAND, 2000, p. 249):

$$\text{Valor} = \begin{array}{l} \text{Valor presente do fluxo} \\ \text{de caixa durante o período} \\ \text{de projeção explícita} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Valor presente do fluxo} \\ \text{de caixa depois do período} \\ \text{de projeção explícita} \end{array}$$

O segundo termo desta equação é o valor da perpetuidade.

3.5.1 ETAPA 1: SELECIONAR UMA TÉCNICA APROPRIADA

Três técnicas de DCF

Projeção explícita de longo prazo. Uma forma para tratar o valor da perpetuidade é evitá-la por completo através da projeção explícita de um período bastante longo (75 anos ou mais), de modo que qualquer valor além desta projeção seria insignificante. Como é improvável que tal projeção tenha condições de ser detalhada, as duas fórmulas a seguir quase sempre funcionam tão bem mas com menos esforço (COPELAND, 2000, p. 251).

Fórmula da perpetuidade dos FCFs crescentes. A fórmula da perpetuidade dos FCFs crescentes presume que os fluxos de caixa livres crescerão a um ritmo constante durante o período de perpetuidade (COPELAND, 2000, p. 251) :

$$\text{Valor da perpetuidade} = \frac{FCF_{T+1}}{WACC - g}$$

FCF_{T+1} = nível normalizado do fluxo de caixa livre no primeiro ano depois do período de projeção explícita.

$WACC$ = custo médio ponderado do capital

g = taxa de crescimento esperada dos fluxos de caixa na perpetuidade.

Esta técnica oferece o mesmo resultado da projeção longa e explícita quando se espera que os fluxos de caixa cresçam num ritmo constante. (Essa fórmula só é válida quando g é menor que $WACC$) (COPELAND, 2000, p. 252).

Cuidado! É muito importante estimar corretamente o nível normalizado do fluxo de caixa. Para tanto, ele deverá ser consistente com a taxa de crescimento que se está prevendo, durante a

projeção explícita e posteriormente na perpetuidade (geralmente menor), pois poderá levar a um valor da perpetuidade subestimado (COPELAND, 2000, p. 252).

Fórmula dos *value drivers*. É praticamente a mesma fórmula da perpetuidade dos FCFs. Sua vantagem é permitir a segmentação do período do valor da perpetuidade, com premissas diferentes de ROIC e crescimento, através de uma variação na fórmula básica (COPELAND, 2000, p. 252-253):

$$\text{Valor da perpetuidade} = \frac{\text{NOPLAT}_{T+1} \cdot (1 + g) / \text{ROIC}}{\text{WACC} - g}$$

Onde:

NOPLAT_{T+1} = nível normalizado do NOPLAT no primeiro ano depois do período de previsão explícita.
 g = taxa de crescimento esperada no NOPLAT na perpetuidade
 ROIC = taxa de retorno esperada dos novos investimentos líquidos

Qual delas deve-se usar? Geralmente, usamos a fórmula dos *value drivers* porque, além de ser mais fácil do que desenvolver uma projeção de 75 anos, é mais difícil de ser utilizada incorretamente do que a perpetuidade dos FCFs crescentes. Além disso, ela nos força a pensar nos *value drivers* de forma explícita (COPELAND, 2000, p. 254).

3.5.2 ETAPA 2: SELECIONAR O HORIZONTE DA PROJEÇÃO

Embora o tamanho do período de projeção explícita seja importante, não afeta o valor da empresa, mas apenas a distribuição desse valor entre o período de projeção e os anos que se seguem (COPELAND, 2000, p. 260).

A escolha do horizonte projetado pode ter um impacto indireto sobre o valor caso esteja associada a mudanças nas premissas econômicas que fundamentam a estimativa do valor da perpetuidade e deve ser longo o suficiente para permitir que, ao seu final, a empresa atinja estabilidade nas suas operações (COPELAND, 2000, p. 263).

3.5.3 ETAPA 3: ESTIMAR OS PARÂMETROS

Esses parâmetros devem refletir uma projeção coerente da situação econômica, a longo prazo, da empresa e da indústria na qual ela atua (COPELAND, 2000, p. 266).

NOPLAT. O nível base do NOPLAT deve refletir um nível normalizado de lucros para a empresa no ponto intermediário do ciclo econômico de sua indústria. Por exemplo, a receita em

geral deve refletir a continuação das tendências do último ano de projeção, ajustadas para o ponto intermediário do ciclo. Os custos operacionais devem ter como base margens sustentáveis, e os impostos, as taxas esperadas a longo prazo (COPELAND, 2000, p. 267).

Fluxo de caixa livre . Embora o NOPLAT, em geral, se baseie nos resultados do último ano da projeção, o nível de investimentos no ano anterior provavelmente não é um bom indicador do investimento necessário para que haja crescimento durante a perpetuidade. Analise cuidadosamente o volume de investimento exigido para sustentar a taxa de crescimento projetada. Em geral, o crescimento projetado na perpetuidade é menor do que no período de projeção explícita, portanto o valor do investimento deve ser proporcionalmente menor em relação ao NOPLAT (COPELAND, 2000, p. 267) .

ROIC. A taxa de retorno esperada sobre os novos investimentos deve ser consistente com as condições competitivas esperadas. A teoria econômica sugere que a concorrência acabará eliminando retornos anormais, portanto, para muitas empresas, deve-se definir $ROIC = WACC$. Se é esperado que a empresa tenha condições de continuar a crescer e manter sua vantagem competitiva, pode-se considerar o ROIC da perpetuidade como sendo igual ao do período de projeção explícita (COPELAND, 2000, p. 268).

Taxa de crescimento. Poucas empresas podem esperar crescer mais que a economia como um todo durante longos períodos. A melhor estimativa para a empresa sendo avaliada é provavelmente a taxa esperada de crescimento do consumo dos produtos do setor a longo prazo, acrescida da taxa de inflação. Sugerimos, também, a análise de sensibilidade para compreender como a taxa de crescimento afeta as estimativas de valor (COPELAND, 2000, p. 268).

WACC. O custo médio ponderado do capital deve refletir uma estrutura de capital sustentável e uma estimativa do risco da empresa consistente com as condições esperadas no seu setor de atividade (COPELAND, 2000, p. 268).

3.5.4 ETAPA 4: TRAZER A PERPETUIDADE A VALOR PRESENTE

O valor da perpetuidade que foi estimado é o valor ao final do período de projeção explícita. Essa estimativa deve ser descontada para o presente, segundo o WACC para depois poder ser acrescentada ao valor presente dos fluxos de caixa explícitos (COPELAND, 2000, p. 271) .

3.6 Cálculo e interpretação dos resultados

A fase final do processo de avaliação envolve calcular e testar o valor da empresa e depois interpretar os resultados em relação ao contexto de decisão.

3.6.1 ETAPA 1: CALCULAR E TESTAR RESULTADOS

Uma vez concluídas as etapas anteriores da avaliação para cada cenário sob análise, calcular o valor da empresa é um processo simples. Esta etapa compreende o seguinte (COPELAND, 2000, p. 273-274):

1. Descontar os fluxos de caixa livres e o valor da perpetuidade previstos ao custo médio ponderado do capital para determinar o valor total das operações da empresa.
2. Somar o valor de qualquer ativo não-operacional cujo fluxo de caixa tenha sido *excluído* dos fluxos de caixa da empresa para estimar o valor total da entidade. Tais itens podem incluir o caixa em excesso e investimentos em subsidiárias não consolidadas. O valor desses ativos deve ser estimado com base nos respectivos fluxos de caixa esperados e nas taxas de desconto apropriadas, ou por referência ao valor de mercado de cada um deles. Por exemplo, já que o caixa em excesso representa um investimento com valor presente líquido igual a zero, o valor presente de todos os fluxos de caixa futuros relacionados ao caixa será igual ao seu valor corrente de mercado.
3. Subtrair o valor de mercado de todas as dívidas, de títulos conversíveis, das participações minoritárias ou outras participações prioritárias em relação ao capital acionário.

Depois de estimar o valor dessas ações em cada cenário, devem-se efetuar algumas verificações para testar a coerência dos resultados, minimizar a possibilidade de erros e garantir que haja uma boa noção dos fatores que influenciam a avaliação. Essas verificações envolvem fazer perguntas como as seguintes (COPELAND, 2000, p. 274-275): O valor resultante é consistente com os *value drivers* implícitos na projeção? Como o valor resultante se compara com o valor de mercado da empresa? Existe algum resultado que requeira explicação especial? Os aspectos financeiros da projeção (valores da dívida e do caixa) são alcançáveis e desejáveis?

Quando você começar a sintetizar os resultados de sua avaliação, sugerimos que ponha lado a lado para cada cenário o valor, os *value drivers* e qualquer premissa operacional importante (como margens brutas ou investimento), inclusive premissas não quantificadas como o

desenvolvimento de novos produtos e a resposta esperada da concorrência. Isso vai ajudá-lo a obter uma perspectiva global de cada cenário e da relação entre eles.

A etapa final é estimar o valor mais provável, com base na probabilidade de cada cenário. Atribua probabilidades a cada cenário, multiplique-as pelo valor de cada cenário e some os valores resultantes para chegar ao valor mais provável. Esta última etapa pode não ser necessária; apenas o valor de vários cenários poderá oferecer informações suficientes para que quaisquer decisões sejam tomadas (COPELAND, 2000, p. 275).

3.6.2 ETAPA 2: INTERPRETAR OS RESULTADOS NO CONTEXTO DE DECISÃO

Como a maioria das decisões de negócio envolve risco e incerteza, você deve sempre pensar no valor em termos de cenários e faixas de valor que reflitam essa incerteza (COPELAND, 2000, p. 275).

Uma decisão baseada em único cenário geralmente será óbvia, conforme seu impacto esperado em valor para o acionista. Mas interpretar vários cenários, desenvolver o nível de confiança necessário nos resultados e determinar como eles devem ser apresentados (sempre em relação à decisão a ser tomada) é consideravelmente mais complexo. No mínimo, sugerimos o seguinte (COPELAND, 2000, p. 275) :

1. Identificar claramente os principais *value drivers* em cada cenário e as diferenças de valor entre os cenários, como também as principais premissas que fundamentam esses *value drivers*.
2. Compreender como as principais variáveis que fundamentam os resultados de cada cenário podem variar sem alterar a decisão. Dessa forma, tem-se um senso de margem de erro na decisão. Obviamente, uma margem menor proporciona mais conforto na decisão. Mas uma margem de erro muito grande é suspeita. Reconsidere as premissas.
3. Estimar a probabilidade de mudança nas premissas-chave que fundamentam cada cenário (atribuindo uma probabilidade de ocorrência a cada uma). Por exemplo, devem ser consideradas as seguintes questões: Qual a probabilidade de mudança nas premissas macroeconômicas gerais que fundamentam o cenário e o impacto nos resultados? (construção civil e saúde da economia como um todo, por exemplo) Premissas sobre a estrutura competitiva da indústria? (aumento substancial da participação no mercado, por exemplo) A

empresa possui os recursos e habilidades necessários para atingir os resultados previstos no cenário? (desenvolver e fabricar produtos dentro da faixa esperada de custos e tempo, por exemplo).

4. Desenvolver cenários alternativos sugeridos pela análise anterior. O processo de validação dos resultados iniciais pode muito bem revelar questões imprevistas que serão mais bem compreendidas através de outros cenários. Isso implica que o processo de avaliação seja inerentemente circular. A própria avaliação já leva a idéias que conduzem a outros cenários e análises.

3.7 Resumo

O modelo DCF da entidade chega ao valor para os acionistas de uma empresa, deduzindo o valor de outras participações com preferência sobre os acionistas, do valor total de suas operações (o valor da entidade que está disponível para todos os investidores e credores). Os valores das operações e da dívida são iguais aos respectivos DCFs a taxas que refletem o risco destes fluxos (COPELAND, 2000, p. 121-122).

Quadro 17 - Exemplo resumido de uma avaliação através de fluxos de caixa descontados
(valores em US\$ milhões, valor por ação em US\$).

Ano	<i>Free Cash Flow</i>	Fator de desconto 10%	Valor presente do FCF
1993	227	0,9091	206
1994	202	0,8264	167
1995	216	0,7513	162
1996	232	0,6830	158
1997	249	0,6209	155
1998	268	0,5645	151
1999	287	0,5132	147
2000	309	0,4665	144
2001	331	0,4241	140
2002	356	0,3855	137
Valor da perpetuidade	6.604	0,3855	2.546
Valor das operações			4.115
Valor dos investimentos não-operacionais			207
Valor da entidade			4.322
Menos: Valor da Dívida			(560)
Valor das ações			3.762
Valor por ação.			41,72

Fonte: COPELAND, 2000, p. 124

O valor das operações é igual ao valor das projeções dos fluxos de caixa livres (*free cash flows* – FCF) descontados ao seu valor presente. O FCF é igual ao resultado operacional da empresa depois dos impostos, mais custos que não envolvem caixa (ex. depreciação), menos investimentos em capital de giro operacional, imobilizado e outros ativos. Ele não incorpora os fluxos de caixa relativos a financiamentos como despesas de juros ou dividendos (COPELAND, 2000, p. 124).

Para ser coerente com a definição do FCF, a taxa de desconto deve refletir o custo de oportunidade de cada fonte de capital, ponderada por sua contribuição ao capital total da empresa. Ele é chamado de custo médio ponderado do capital (*weighted average cost of capital* – WACC). O custo de oportunidade para uma classe de investidores é igual ao retorno que esses investidores esperaram receber em outros investimentos de risco equivalente. O custo para a empresa é igual aos custos dos investidores menos quaisquer benefícios fiscais recebidos pela empresa decorrentes dos pagamentos feitos às fontes de capital (por exemplo, a dedutibilidade das despesas com juros) (COPELAND, 2000, p. 125).

Uma outra questão relativa à avaliação de uma empresa é que ela tem um prazo de existência indefinido. Uma alternativa é projetar o fluxo de caixa para cem anos, sem se preocupar com o que possa vir depois porque o valor descontado será ínfimo. Ou então, você pode tratar o problema separando o valor da empresa em dois períodos, durante e após o período explícito de projeção (COPELAND, 2000, p. 126).

O valor depois do período explícito de projeção chama-se valor da perpetuidade. Fórmulas simples podem ser utilizadas para estimar o valor da perpetuidade sem a necessidade de prever detalhada e indefinidamente os fluxos de caixa da empresa. Por exemplo, uma abordagem mais simples estima o valor da perpetuidade usando a seguinte fórmula (COPELAND, 2000, p. 126):

$$\text{Valor da perpetuidade} = \frac{\text{Lucro operacional líquido menos impostos ajustados}}{\text{Custo médio ponderado de capital}}$$

O valor das dívidas de uma empresa é igual ao valor presente dos fluxos de caixa para os credores, descontados a taxas que refletem o risco daqueles fluxos. A taxa de desconto deve ser igual à taxa de mercado corrente para dívidas de risco semelhante, com prazos comparáveis. Na maioria dos casos, apenas a dívida existente na data da avaliação deve ser usada. Pode-se pressupor que futuros empréstimos tenham um valor presente líquido zero porque a entrada de caixa desses empréstimos será exatamente igual ao valor presente dos pagamentos futuros (COPELAND, 2000, p. 126).

O valor das ações de uma empresa é igual ao valor de suas operações, menos o valor de sua dívida, e é ajustado para quaisquer ativos ou passivos não operacionais (COPELAND, 2000, p. 126-127).

Em resumo, o retorno sobre o capital investido (relativo ao WACC) e o crescimento são os principais itens que alteram o valor de uma empresa. Para aumentar seu valor, é preciso tomar uma ou mais das seguintes atitudes (COPELAND, 2000, p. 132):

- ? Aumentar o nível de lucro obtido sobre o capital existente (obter um retorno mais alto sobre o capital investido).
- ? Aumentar o retorno sobre o novo capital investido.
- ? Aumentar a taxa de crescimento, mas apenas enquanto o retorno sobre o novo capital superar o WACC.
- ? Reduzir o custo de capital.

3.8 Considerações

Em última instância, existem dois componentes que definem o fluxo de caixa e o valor: a taxa segundo a qual o faturamento, os lucros e a base de capital da empresa estão crescendo; e o retorno sobre o capital investido.

A premissa que, com o tempo, os países cada vez mais farão parte de um mercado global e que esses mercados se tornarão mais abertos e eficientes, e isto propiciará um custo de capital próximo ao custo de capital global (após ajustes pela inflação local e pela estrutura de capital da empresa), se apresenta como consistente.

Características dos mercados emergentes, tais como: incertezas macroeconômicas, mercados de capital ilíquidos, controle sobre fluxos de capital e riscos políticos, justificam uma compensação na forma prêmio adicional ao investidor.

A utilização do CAPM, carece da observação de certos cuidados. A consideração inadequada do risco do país pode elevar significativamente o custo do capital acionário. São eles:

- ? em um mercado global, o risco do país é diversificável e, portanto, os investidores não exigirão um prêmio para assumi-lo, além do risco sistemático entre o retorno da empresa e do *portfólio* de mercado global, medido pelo beta.
- ? a inclusão do risco de inadimplência do país superestima o risco de um investimento em ações, uma vez que ele captura apenas a exposição ao risco de perdas, sem levar em conta o potencial de alta associado ao investimento em ações;
- ? prêmio pelo risco do mercado das ações já inclui a possibilidade de perda do principal em um investimento, portanto incluir o risco de crédito além do prêmio pelo risco de mercado das ações representa dupla contagem.
- ? rendimento de um título nacional está intimamente associado às características dos fluxos de caixa do título. É improvável que eles coincidam exatamente com as características dos fluxos de caixa de um investimento em ações. Portanto o rendimento em que se baseia o prêmio pelo risco do país não é relevante ao investimento em ações.

Outro cuidado importante a ser tomado, quando são esperadas mudanças no risco ao longo do tempo, é preciso estar preparado para mudanças no beta da ação. Isto indica que o custo do capital também poderá mudar (diminuir) com a maturidade da empresa.

Finalmente, estudos lançam dúvidas sobre a capacidade do beta em explicar os retornos das ações, mas não descartam a sua utilização.

Muito se tem questionado à respeito da definição de uma taxa pela qual serão descontados os fluxos de caixa futuros. Na essência, o CAPM utiliza como base o mercado de ações para definir o custo do capital próprio.

Aos que discordam da premissa do comportamento eficiente do mercado acionário, o que se enfatiza é o foco no longo prazo, onde oscilações efêmeras perdem significância, e o mercado encontra o seu equilíbrio normal.

Com relação ao perigo que carrega um valor exato, fruto de projeções futuras, nos alerta MARTINS (2000): “[...] em vez dos determinísticos e perigosos fluxos de caixa tradicionais, os diversos fluxos alternativos possíveis e/ou prováveis vinculados aos diferentes níveis de probabilidade de sua ocorrência. Em consequência, faixas de valor presente e não um valor definido.” [...]”.

CASAROTTO FILHO (1996, pág. 341), cita a importância da análise de sensibilidade, onde pode-se verificar as variações de um dado de entrada e seus respectivos impactos nos resultados.

Conforme já citamos, o estabelecimento de premissas carece de acentuada prudência, pois os impactos nos resultados são muitas vezes elevados. PORTER (1986, pág. 280) cita os ganhos com a economia de escala em segmentos integrados.

SECURATO (1993, pág. 36), descreve a tendência de acréscimos na taxa de juros, em função dos riscos assumidos em uma tomada de decisão. Outra forma de minimizarmos os riscos, descreve o autor, é o estabelecimento de garantias ou hedgers (seguro).

COSTA JR, MENEZES e ASRILHANT (1994, item 1.45), alertam sobre a validade da ampla utilização do beta como medida de volatilidade das ações em relação ao mercado como um todo.

CAPÍTULO IV – APLICAÇÃO DO MÉTODO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO NA COMPARAÇÃO DE DUAS AVALIAÇÕES DE UMA EMPRESA DE ENERGIA ELÉTRICA EM SEU PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO

4 APLICAÇÃO DO MÉTODO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO NA COMPARAÇÃO DE DUAS AVALIAÇÕES DE UMA EMPRESA DE ENERGIA ELÉTRICA EM SEU PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO

4.1 Introdução

Face a confidencialidade dos dados e informações obtidas para esta pesquisa, nos reservamos na obrigação e preservação da ética, em não mencionar o nome da empresa avaliada e das consultorias que procederam a avaliação.

A apresentação está organizada por quadros que identificam as empresas de consultorias que elaboraram a avaliação, através da separação em duas colunas. Na coluna da esquerda temos a empresa que denominamos de A e a coluna da direita de empresa B.

Com relação às características da empresa avaliada, temos a relatar:

- empresa brasileira na área de distribuição de e energia elétrica;
- privatizada em 1997;
- ágio na ordem de 80%;
- ações ordinárias colocadas a venda, representaram a totalidade em poder do estado.

As duas empresas de consultoria que procederam a avaliação, formaram dois consórcios, sendo que a maioria destas empresas, integrantes do consórcio, são brasileiras. Algumas delas com experiência e renome internacional.

4.2 Projeção do desempenho

EMPRESA “A”

EMPRESA “B”

Moeda utilizada para projeção

Moeda de poder aquisitivo constante, adotando o REAL (R\$) como unidade monetária	US\$
---	------

Prazo de projeção

30 anos, compatível com o prazo de concessão. Considerou-se ao final do período projetivo, a realização do capital de giro e a reversão ao poder concedente dos ativos imobilizados não depreciados, ao seu valor contábil à época.	10 anos de projeção explícita, para configurar um ciclo estável da atividade da empresa. O horizonte de projeção contemplou 30 anos.
---	---

Taxa de crescimento real das vendas de energia

Até 2007 - 7,2%aa Até 2017 – redução gradativa até 4% Após 2017 – 4%	Taxas de crescimento do número de consumidores extraídas do PLANTE (projeção 10 anos): ? Residencial: 7,04%aa ? Industrial: 10,19%aa ? Comercial: 6,04%aa ? Rural: 8,5%aa Média total: 7,39%aa
--	---

Tarifas

Não é de esperar pressões para redução das tarifas da empresa de natureza comparativa (nacional e internacional) A aplicação do fator “x” redutor, só deverá ocorrer quando a geração de caixa crescer a ponto de oferecer uma remuneração ao investidor sensivelmente mais alta do que a correspondente à taxa de desconto adotada. Portanto assumiu-se fator “x” igual a zero durante a projeção. Aplicou redutores para cálculo das tarifas médias reais de venda, considerando uma inflação de 6%aa e que os reajustes são anuais. Tarifas líquidas de ICMS	Tarifas reajustadas em 07.04.97. Partiu das tarifas de junho/97, já com o reajuste. O fator “x” foi definido como: ? Até 2002 = 0,0% ? De 2002 até 2006 = 2,0% O critério adotado foi reduzir o retorno sobre o ativo imobilizado a cerca de 17% a partir de 2006.
--	--

Receita Operacional

<p>Resultado do produto do programa de vendas pelas tarifas.</p> <p>Adicionou-se outras receitas operacionais referente a serviços taxados, renda de prestação de serviços, e demais receitas operacionais (aluguel de postes para telefonia) à razão, sobre receita de venda de energia, de:</p> <p>? 1997 - 3,5%</p> <p>? até 2001 - crescimento até 4,5% (devido ao desenvolvimento de novos negócios, como aluguel de postes para outros usos, publicidade nas contas de energia elétrica, etc)</p> <p>? após 2001 - 4,5%</p> <p>Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) – proporcional à geração térmica</p>	<p>Para cada grupo tarifário, foi projetado a quantidade de energia vendida e as respectivas tarifas de venda sem ICMS (US\$/MWh).</p> <p>Foi admitido venda do excedente térmico, quando este superar o montante permutável à tarifa média de R\$42,50 (a partir de 2000: GWh 1012, 885, 567, 254).</p> <p>Outras receitas (serviços taxados, renda de prestação de serviços, arrendamento/aluguel, doações e subvenções e receitas diversas), tomado como base a relação com a Receita operacional com energia elétrica (sem ICMS), existente em março de 1997.</p>
--	---

Deduções à receita - ICMS

<p>17,3% (alíquota média) – somente para efeito de adição à receita líquida, para o cálculo do PIS/COFINS e verbas alocadas ao PROCEL</p>	
---	--

Deduções à receita – RGR (Reserva Global de Reversão)

<p>Já inclui a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, uma vez que é deduzida da RGR. O menor entre:</p> <p>3% da ROL</p> <p>2,5% do Ativo Imobilizado reversível.</p>	<p>Idem.</p>
--	--------------

CCC

<p>Base 1997 com evolução proporcional à geração térmica.</p>	<p>Proporcional a Receita Operacional com energia elétrica</p>
---	--

PROCEL

<p>0,25% da ROB</p>	
---------------------	--

PASEP/COFINS

2,65% da ROB	Proporcional à ROB atual.
--------------	---------------------------

Custos e Despesas Operacionais – Aquisição de energia elétrica para revenda

Utilizado redutor para cálculo da tarifa média real, da mesma forma que na tarifa de venda.	Os contratos iniciais garantem energia, até 2005. Após foi considerado uma liberação de 10%, em 2006. Daí surgiram 3 categorias de energia comprada: ? Energia velha: a contratada até o ano 2005; ? Energia nova: montante que ano a ano excede a energia velha; e ? Energia livre: aquela liberada a partir de 2006. Tarifa média de compra: R\$ 36, 36, 36, 35, 35, 37, 37, 37, 38, 38
---	--

Custos e Despesas Operacionais – Perdas de energia

Perdas de energia consideradas: A partir de 1997: 14,1%/11,7%/11,4%/11,0%/10,7%/10,3%	Parte de 13,7% em 1997, e chega a 13,2% em 2006, situando-se nos meses intermediários em 12,5%.
---	---

Custos e Despesas Operacionais – Pessoal

Considerado uma redução/incremento de mão-de-obra de modo a se atingir uma produtividade de 1.729MWh vendidos/empregado em 1998, evoluindo até 2.100 MWh vendidos/empregado em tres anos. A valoração de MO incremental, considerou: ? turmas de 3 eletricitas, 1 motorista-eletrecista e uma encarregado, a um custo médio mensal R\$ 1.433,10/pessoa e ? 1 engenheiro eletrecista para cada 4 turmas, a um custo médio mensal de R\$ 4.215,00. ? Total ano: R\$ 18.787,00/empregado adicional Os custos de MO também foram deflacionados para média real, considerando uma taxa de inflação de 6% aa	Ajustes: ? Redução de pessoal em 1998, para que a relação consumidores/pessoal próprio suba de 311 para 368, e também a relação consumidores/terceiros suba de 1371 para 1645; ? A partir de 1999, cresce (pessoal e terceiros) de acordo com a evolução do número de consumidores.
---	---

Custos e Despesas Operacionais – Materiais

Base 1996, e evolução proporcional ao crescimento do	Base 1996, com evolução proporcional ao crescimento
--	---

mercado. Considerado redução de 7%, a partir de 1998, pelo crédito de ICMS autorizado (LC 87/96)	do número de consumidores.
---	----------------------------

Custos e Despesas Operacionais – Serviços de Terceiros

Base maio 1997 (após reestruturação de MO). A partir de 1998, evolução proporcional ao crescimento do custo de pessoal.	Vide pessoal.
--	---------------

Custos e Despesas Operacionais – Combustíveis e CCC

Base 1996, e evolução proporcional à geração térmica das UTE's existentes no parque gerador.	
--	--

Custos e Despesas Operacionais – CFURH (compensação financeira para a utilização de recursos hídricos)

6% da tarifa de referência (R\$ 17,13/MWh), aplicada sobre o total de geração hidrelétrica.	Base 1997 anualizado para todo o período.
---	---

Custos e Despesas Operacionais – Arrendamento, alugueis e empréstimos.

Base maio/1997 visando incorporar nova política patrimonial. A partir de 1998, 50% destas despesas se mantêm constante e 50% evolui proporcionalmente ao crescimento do mercado atendido.	
---	--

Custos e Despesas Operacionais – Seguros

Base 1996, com evolução a partir de 1998 proporcional ao ativo imobilizado.	
---	--

Custos e Despesas Operacionais – Outras

Base maio/97, já refletida a reestruturação de MO, pois as despesas que a compõem são predominantemente relativas à pessoal. A partir de 1998, evolução proporcional ao custo de pessoal.	
---	--

Custos e Despesas Operacionais – Depreciação do Ativo Imobilizado

<p>Base no realizado no primeiro trimestre de 1997 anualizada, acrescida da depreciação dos ativos em imobilização à taxa de 4%aa, até a exaustão dos ativos depreciáveis originais.</p> <p>As novas inversões, foram projetadas à taxa linear de 3% para transmissão, 4% para distribuição, 5% geração térmica e 3% geração hidráulica.</p>	<p>Novos investimentos utilizaram as taxas: Geração 5%aa, Distribuição 4%aa, e demais contas do imobilizado 3%aa. Sempre iniciando no ano seguinte à sua aquisição.</p> <p>Média atual do imobilizado em curso: 4%aa.</p>
--	---

Custos e Despesas Operacionais – Despesas Gerais

<p>Basicamente despesas com estagiários, base 1996, e evolução proporcional ao crescimento do custo da MO</p>	<p>Base 1997 anualizado para todo o período.</p>
---	--

Investimentos Fixos

<p>A partir do Plano Decenal de Investimentos, análise técnica e necessidades de melhoria e expansão do sistema, foram projetados os primeiros dez anos. Após este período, foram projetados investimentos anuais visando a manutenção da capacidade produtiva e a expansão da capacidade projetada.</p> <p>Bases:</p> <p>? Transmissão: R\$ 6,7 milhões + 0,5% do investimento acumulado;</p> <p>? Distribuição Urbana: Crescimento do valor de 1006 proporcional ao mercado.</p> <p>Foi considerado um compromisso de investimento anual em eletrificação rural (Portaria DNAEE 93/81), durante todo o período projetivo.</p> <p>Investimentos líquidos do crédito de ICMS de 6,4% (12% s/ 53% que é a parcela de materiais nos investimentos fixos)</p> <p>A partir de 1997 (R\$ milhões):</p> <p>? Transmissão: 39, 30, 20, 9, 16, 16, 11, 13, 8, 2</p> <p>? Distribuição: 13, 17, 16, 16, 17, 18, 18, 19, 19, 20</p> <p>? Geração: 0, 2, 2</p>	<p>Base programa de expansão do sistema, 1997-2006.</p> <p>Foi considerado um redutor médio de 20%, visto que o custo de aquisição de equipamentos, materiais e contratação de serviços de construção, engenharia, supervisão, inspeção etc, em ambiente privado, representava cerca de 80% do custo praticado pelo setor elétrico estatal.</p>
---	---

Impostos e contribuições incidentes sobre o lucro

<p>Contribuição social – 8% (consideradas as compensações normais e da base negativa da contribuição social existente).</p> <p>Imposto de renda sobre o lucro – 15% + 10% do que exceder R\$ 240 mil considerado:</p> <p>? compensações dos prejuízos fiscais a compensar</p> <p>? juros sobre o capital próprio calculado a partir da TJLP, sobre a base de cálculo do imposto de renda.</p>	<p>Contribuição Social e IR total de 33%</p>
---	--

Capital de giro

Usos:		
Disponibilidades correntes	2 dias de ROB	3 dias de RO com EE (sem ICMS)
Consumidores e revendedores	45 dias de ROB	55 dias de ROB
Títulos a receber		Proporcional a ROEE
PDD	Relação inicial mantida	10,97% no primeiro ano, e posteriormente reduzindo em 1% até chegar a 5%
Almoxarifado	0,6% do Ativo Imobilizado	0,6% do Ativo Imobilizado
Outros	Considerado recebível no CP	Projetado constante, excluiu-se valores não operacionais.
Fontes:		
Fornecedores	45 dias de custos e despesas exclusive pessoal	107 dias de energia elétrica comprada
Tributos e contribuições sociais	30 dias de ICMS + 3 dias de ROB para os demais	Proporcional a ROEE
Obrigações Estimadas	63 dias de custo de pessoal	Após exclusão de valores, foi mantido constante
Encargos do Consumidor a Recolher	30 dias de “Encargos do Consumidor”	
Dividendos a pagar	Considerada para no CP	Foi mantido constante
Folha de pagamento	4,5 dias de custo de pessoal	Proporcional a Despesa Operacional
Fundação	30 dias de contribuição	
Taxa de Iluminação Pública	30 dias da receita de iluminação	
Provisão para contingências	Considerada paga a CP	Foi mantido constante
Outros	Considerada paga a CP	Foi mantido constante

4.3 Custo do capital

Taxa de desconto

<p>Fórmula do custo médio ponderado de capital:</p> $WACC = R_e * \frac{E}{D + E} + R_d * (1 - T) * \frac{D}{D + E}$ <p>Onde: R_d – Custo médio da dívida T – alíquota de taxação dos resultados D – valor de mercado da dívida E – valor do patrimônio líquido R_e – custo do capital próprio.</p>	<p>Fórmula do custo médio ponderado de capital:</p> $WACC = R_e * \frac{E}{D + E} + R_d * (1 - T) * \frac{D}{D + E}$ <p>Onde: R_d – Custo médio da dívida T – alíquota de taxação dos resultados D – valor de mercado da dívida E – valor do patrimônio líquido R_e – custo do capital próprio.</p>
---	---

<p>Taxa livre de risco R_f adotada a taxa média dos últimos 5 anos dos Bônus do Tesouro Norte americano para 30 anos, que reflete as expectativas de inflação e juros reais dos EUA. O prazo de 30 anos foi escolhido por ser o que melhor reflete o conceito de continuidade operacional de uma empresa. Foi feito ajuste das taxas pela inflação norte-americana, trabalhando com taxas reais, portanto deflacionadas em 3%aa, resultando em 3,9%.</p>	<p>Taxa de rendimento sem risco do mercado brasileiro baseou-se no rendimento efetivo (<i>Yield to Maturity</i>) de um investimento em Obrigações do Tesouro dos EUA (USTB U.S. Treasury Bond) de 30 anos, conforme Reuters em 05/08/97, de 6,49%. Considerando a taxa de inflação nos EUA nesta data, estimada em 2,5%, foi determinado a taxa real sem risco do mercado dos EUA de 3,99%.</p>
<p>O risco Brasil R_{br} foi obtido através da diferença entre a taxa livre de risco e a cotação no mercado secundário dos <i>Global Bonds</i> de 30 anos emitidos pelo Governo Brasileiro no final de 1996, resultando em 3,7%.</p>	<p>A partir da análise da evolução histórica do <i>spread</i> existente entre os <i>Yields</i> das UST e das Eurobonds da República Federal do Brasil a 30 anos, foi estimado um prêmio de risco para o mercado de dívida soberana Brasileira de aproximadamente 460 pontos-base, resultando em uma taxa real de rendimento sem risco para o mercado Brasileiro de 8,59%.</p>
	<p>O prêmio risco mercado bolsista Brasileiro foi estimado em 6,8%, tendo como referencial o mercado bolsista dos EUA. O valor é compatível com as sugestões resultantes de estudos empíricos sobre a rentabilidade histórica do mercado bolsista dos EUA, que sugerem um prêmio de risco do mercado em 6 a 8%.</p>
<p>O beta considerado é compatível com empresas similares já livre dos reflexos da alavancagem financeira, refletindo assim a percepção do mercado aos riscos inerentes ao setor de energia elétrica, resultando em 0,40 na média.</p> <p>Fórmula utilizada:</p> $\beta_u = \frac{\beta_l}{1 + D/E}_{empresa} \cdot T_{país}$ <p>Onde: β_u – Beta não alavancado – mercado internacional β_l – Beta alavancado – mercado internacional</p>	<p>O beta da empresa foi estimado a partir da revisão dos betas ajustados de empresas de energia brasileiras e chilenas comparáveis cotadas em bolsa, resultando em 0,80 na média.</p> <p>Fórmula utilizada:</p> $\beta_u = \frac{\beta_l}{1 + D/E}_{empresa} \cdot T_{país}$ <p>Onde: β_u – Beta não alavancado – mercado internacional β_l – Beta alavancado – mercado internacional</p>
<p>Subsequentemente, foi efetuada uma realavancagem deste coeficiente, à luz da estrutura de capital padrão definida como a média de empresas similares, resultando em 0,56.</p> <p>Fórmula utilizada:</p> $\beta_u = \beta_l \cdot \frac{D/E}_{setor} \cdot T_{país}$	<p>A estrutura de capital atual da empresa, está em 48,3%. A média das empresas comparáveis resultou em 50,0%. Foi ponderado e decidido que a empresa poderia se beneficiar a LP da utilização de uma estrutura de capitais ligeiramente mais alavancada do que a atual, ou seja, em torno de 65%. Disto resulta um beta dos capitais próprios da empresa de 1,06.</p>
<p>Fórmula da remuneração do capital próprio:</p> $R_e = R_f + \beta (R_m - R_f) + R_{br}$ <p>Onde: R_e – custo do capital próprio. R_f – taxa de retorno de um ativo sem risco. R_m – taxa de retorno média esperada de mercado R_{br} – taxa de risco Brasil β – beta realavancado – mercado brasileiro. Quociente entre a covariância do retorno do Negócio e o retorno médio do mercado e a variância ao retorno do mercado</p>	<p>Fórmula da remuneração do capital próprio:</p> $R_e = R_f + \beta (R_m - R_f)$ <p>Onde: R_e – custo do capital próprio. R_f – taxa de retorno de um ativo sem risco. R_m – rendimento do mercado acionário brasileiro β – beta alavancado aplicado à Empresa $(R_m - R_f)$ – prêmio de risco do mercado acionário</p>

<p>O custo da dívida R_d foi adotado o custo médio de captação financeira referente aos contratos de financiamento a serem transferidos, resultando em 9,3%.</p>	<p>Seu grau de risco de crédito será provavelmente superior, em função da perda da característica de entidade governamental, classificação que a aproximava do risco soberano. Por outro lado o acesso a capitais externos, com taxas cada vez mais favoráveis, e uma possível reestruturação do passivo financeiro da empresa poderiam representar economias significativas. Diante da dificuldade de estimar com exatidão o custo futuro, procedeu-se da seguinte forma: a partir da taxa real sem risco do mercado dos EUA de 3,99%, foi somada (1) a estimativa do prêmio de risco para o mercado de dívida soberana do Brasil de 460 pontos-base e (2) o <i>spread</i> de risco de crédito da empresa, estimado em 100 pontos-base, resultando um custo de capitais de terceiros bruto estimado em 9,59%.</p>
---	--

Resumo da definição da taxa de desconto

R_{fn} – taxa livre de risco nominal	6,9%	6,5%
I – inflação americana	3,0%	2,5%
R_f – taxa livre de risco real	3,9%	4,0%
$(R_m - R_f)$ – prêmio de risco do mercado		6,8%
β_u – Beta não alavancado – mercado internacional	0,40	0,80
β – beta realavancado – mercado brasileiro	0,56	1,06
R_m – taxa de retorno média esperada de mercado	8,4%	
R_{br} – taxa de risco Brasil	3,7%	
R_d – Custo médio da dívida	9,3%	9,6%
D/(E+D) – endividamento	38,2%	39,4%
D/E – endividamento/capital próprio	61,9%	65,0%
T – alíquota de tributação do resultado	33,0%	33,0%
R_e – custo do capital próprio	12,3%	15,8%
WACC	10,0%	12,1%

4.4 Valor da perpetuidade

Valor residual

	<p>Fórmula utilizada:</p> $Valor\ Residual = \frac{Fluxo\ Padrão}{g - WACC} \left[1 - \left(\frac{g}{WACC} \right)^n \right]$ <p>onde:</p> <p>g = Taxa de crescimento considerada após o período inicial de projeção</p> <p>WACC = Custo médio ponderado do capital</p> <p>n = horizonte de projeção após o período inicial de projeção</p> <p>A taxa de crescimento utilizada foi de 4,5%aa e o horizonte de projeção de 20 anos.</p>
--	--

4.5 Cálculo do valor da empresa

Fluxo de caixa operacional

Lucro operacional (exceto financeiro)	Lucro operacional (exceto financeiro)
(-) IR e CS	(-) IR e CS
(+) Depreciação e amortização	(+) Depreciação e amortização
(-) Investimentos em ativos fixos e necessidades de capital de giro	(-) Investimentos em ativos fixos e necessidades de capital de giro
(=) Fluxo de caixa operacional	(=) Fluxo de caixa operacional

Resultado do cálculo DCF

R\$ 581 milhões	R\$ 552 milhões
-----------------	-----------------

Ajustes do valor econômico da empresa (R\$ milhões)

Deduções:			
Endividamento	Valor dos empréstimos e financiamentos de CP e LP. O saldo de debêntures não foi deduzido, pois é conversível, majorando a base acionária da empresa	Valor dos empréstimos e financiamentos de CP e LP.	143
Passivos não operacionais	Outros exigíveis a LP Recursos destinados a aumento de capital A conta “obrigações especiais” não é deduzida por não ser, na verdade, exigível.	Outros exigíveis a LP - Obrigações especiais	36 - 48
Adições			
Ativos não Operacionais	Títulos e valores mobiliários Provisão para redução ao valor de mercado Contas a receber – governo estadual - Ativo realizável a LP Investimentos Valor patrimonial dos Imóveis e terrenos não operacionais.	Títulos e valores mobiliários - Contas a receber – governo estadual Outros créditos Ativo realizável a LP Investimentos Valor patrimonial dos Imóveis e terrenos não operacionais.	48 - 79 2 0 0 13
Novos Negócios	- (considerou na Receita Operacional)	Perspectivas de parcerias em telecomunicações DCF + VR (englobado ao capital próprio)	42
Total			
		(14)	(41)

Valor econômico da empresa

<p>Calculado pela fórmula:</p> $\text{Valor Econômico} = \text{VPFOP} + \text{VNOP}$ <p>Onde:</p> <p>VPFOP – valor presente dos fluxos de caixa operacionais no horizonte de projeção</p> <p>VNOP – Valor dos ativos e passivos não operacionais</p> <p style="text-align: right;">R\$ 567 milhões</p>	<p>Calculado pela fórmula:</p> $\text{Valor Econômico} = \text{VPFOP} + \text{VPR} + \text{VNOP}$ <p>Onde:</p> <p>VPFOP – valor presente dos fluxos de caixa operacionais no horizonte de projeção</p> <p>VPR – Valor presente do valor residual, calculado pelo método da perpetuidade</p> <p>VNOP – Valor dos ativos e passivos não operacionais</p> <p style="text-align: right;">R\$ 511 milhões</p>
--	--

Análise de sensibilidade

Tarifas de Venda	<p>? Variações de +/- 15% nas tarifas resultaram em alterações de +/- 84% no valor econômico da empresa</p> <p>? Reflexo positivo de aproximadamente 5,5%, para cada 1% nas tarifas de venda.</p>	
Tarifas de compra e de venda	<p>? Variações conjunta de +/- 15%, resultaram em alterações de +/- 48% no valor econômico da empresa</p> <p>? Reflexo positivo de aproximadamente 3,2% no valor econômico para cada 1% de aumento simultâneo nas tarifas de compra e venda</p>	
Custos gerenciáveis (exceto compra) energia	<p>? Variações de até +/- 15% resultaram alterações de -/+ 23% no valor econômico</p> <p>? Reflexo negativo de 15% para cada 1% de aumento nos custos gerenciáveis</p>	

Investimentos fixos projetados	? Variações de até +/- 15% nos investimentos fixos, resultaram em alterações de até +/- 9% no valor econômico da empresa ? Reflexo negativo de aproximadamente 0,6%, para cada 1% de aumento nos investimentos fixos.	
Taxa de crescimento do valor residual		? Variações de até +/- 11% na taxa de crescimento, resultaram em alterações de até +/- 2% no valor econômico da empresa
WACC		? Variações de até +8,3%/-9,0% na taxa de WACC, resultaram em alterações de até -9,9%/+11,4% no valor econômico da empresa

Valor econômico da empresa - recomendado

R\$ 566,7 milhões	R\$ 620,0 milhões
-------------------	-------------------

4.6 Análise de Resultados

No mundo dos negócios, sabe-se que a maioria das decisões de negócios envolvem risco e incerteza. Procurar quantificá-los é uma tarefa árdua. Assim, devemos pensar no valor em termos de cenários e faixas de valor que reflitam essa incerteza, atribuindo-se probabilidades a cada cenário e obtendo o valor ponderado deles. Tal situação nos coloca diante da necessidade do desenvolvimento de um conjunto abrangente de premissas sobre como o futuro pode evoluir e como ele pode afetar a rentabilidade e o desempenho financeiro da empresa. Constatamos que no caso prático comparativo, efetivamente não se desenvolveu probabilidades de cenários, e tão somente simulou-se valores através de um intervalo de variação de taxas de crescimento e WACC.

Através do resumo apresentado acima, observou-se diversa divergências nas seguintes premissas: moeda adotada, prazo de projeção, taxa de crescimento das vendas (tarifas), compra de energia elétrica para revenda, perdas de energia, investimentos, capital de giro e WACC.

Tais divergências, apontaram uma diferença de valores recomendados, sendo que uma consultoria recomendou o valor de R\$ 566,7 milhões e a outra R\$ 620,0 milhões. O valor apurado representa 100% da empresa. A diferença de valores foi de R\$ 53,3 milhões.

CAPÍTULO V – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O problema é a identificação das variáveis relevantes que interferem na aplicação do método DCF, para avaliação de EEE em processo de privatização.

O SEB tem vocação para a geração hidráulica, graças à riqueza e diversidade hidrológica existente. Para tirar proveito desta vantagem, se constituiu um sistema nacional de transmissão de energia interligado que possibilita a coordenação da operação das usinas. Ela garante o equilíbrio elétrico do sistema, evitando sobrecargas ou *déficits*, e minimiza o custo global de produção de eletricidade.

Características importantes do setor, são os investimentos intensivos em capital, com longo período de maturação (reflexos no financiamento e na política de preços para o setor), e a existência de monopólios naturais nas etapas de transmissão e distribuição de eletricidade.

O livre acesso na utilização das redes de transmissão e distribuição, em troca do pagamento de um pedágio pelo seu uso, possibilitaram a separação da função comercialização, do segmento de distribuição, estabelecendo a competição na geração e comercialização de energia. No mercado atacadista de energia (MAE) a partir de 2006, quando findam os contratos iniciais atualmente em vigor, ocorrerão de forma mais intensiva os negócios de compra e venda de energia através: do mercado *spot* (estimado em torno de 15%), contratos bilaterais e mercado futuro. A consequência é a possível redução de margem para as distribuidoras, e oportunidades de ganhos para as comercializadoras e geradoras em situação de déficit de energia. Os contratos bilaterais de longo prazo e o mercado futuro, desempenharão importante papel na proteção das distribuidoras contra variações nos preços de compra de energia.

O planejamento no setor (Plano Decenal de Expansão), tem agora um grau de incerteza maior quanto à realização das obras de expansão do sistema, pois é apenas indicativo e depende da

participação da iniciativa privada nos investimentos. Surge a oportunidade de exploração desta incerteza por parte dos agentes interessados na elevação do preço da energia ou em obter incentivos vantajosos (normalmente concedidos como solução para momentos de crise).

Os principais pilares do novo marco regulatório já foram instituídos, visando o alcance do difícil objetivo de se conciliar a promoção da competição com a manutenção da coordenação (pelas suas vantagens) do sistema elétrico. As regras setoriais estabeleceram mecanismos de regulação técnica – ênfase na coordenação – e de regulação econômica – ênfase na prevenção de abusos de poder de mercado e defesa da concorrência. Neste sentido o ONS e a ANEEL têm propiciado importante avanço nestas áreas, respectivamente.

Atualmente se questiona a utilização do IGP-M no reajuste das tarifas, por resultar em correções acima dos demais índices de consumo. O problema é que este índice mistura aspectos do atacado e varejo. Há necessidade de uma reavaliação da continuidade de sua utilização, do contrário, continuará representando oportunidades de ganhos adicionais para os agentes (a custa do ônus inflacionário para a sociedade).

Quanto ao fator “X”, com o objetivo de compartilhar a produtividade alcançada pelas empresas de energia com os consumidores, não há ainda definição de que forma será medido o equilíbrio econômico e financeiro a ser utilizado como base para esta redução.

A limitação do repasse do preço da energia comprada no mercado livre ao mercado cativo imposta pelos valores normativos, poderão reduzir a margem das distribuidoras em cenários de risco de déficit de energia. Daí a importância em se adotar instrumentos de proteção. Por outro lado, em excesso de oferta, o mercado livre dará oportunidade de melhora de margem pela compra de energia mais barata.

Não menos importante, vemos a necessidade de coincidência do reajuste das tarifas de geração e distribuição, evitando o descompasso financeiro de se ter aumento no custo da compra sem poder repassar ao consumidor.

Há uma previsão de no futuro restar quatro ou cinco grandes *players* operando o serviço de energia no País, por meio de uma nova verticalização do setor. A estratégia busca um posicionamento de maior peso, através da participação no mercado de geração, para evitar exposição demasiada aos riscos do mercado livre e também da mesma forma tirar proveito na hora das negociações.

As medidas de incentivo às termoeletricas, elevarão a sua participação na geração. Entretanto o país explora apenas 35% da sua capacidade hidroelétrica.

Neste contexto, com a recuperação do nível da água dos reservatórios, com os incentivos para construção das PCH (pequenas centrais hidroelétricas), com o programa das termoeletricas, e com a construção de usinas em andamento e a serem licitadas, afastou-se por hora o risco de déficit em meio a regulamentação, o que poderia gerar tratamentos diferenciados, com impacto na competitividade das empresas.

Há uma perspectiva de elevação do preço da energia pois custo de construção das novas hidro/térmicas é mais caro, e há subsídios cruzados entre geração e distribuição. É necessário uma reestruturação tarifária, o que implica em pressões sobre os preços da distribuição, com repasse de parte do aumento para os consumidores, e redução de margem para distribuidores.

Em continuidade à reestruturação do SEB, novas medidas virão com o Projeto nº 2.905, entre elas: desverticalização do segmento; revisão da estrutura tarifária; regulamentação da divisão entre distribuidoras e comercializadoras; incentivo a criação de fontes alternativas e à conservação de energia; produtos deverão respeitar níveis máximos de consumo e mínimos de eficiência.

O potencial de mercado e o potencial de melhorias tem sido motivos do grande interesse dos compradores das EEE privatizadas. O consumo de eletricidade deve continuar crescendo a taxas expressivas nos próximos anos. Aqui entra a questão do *goodwill*, ou seja, a exploração do monopólio, que não é levada em conta na mensuração do valor da empresa. Esta é uma real vantagem competitiva, não quantificada no caso prático comparativo presente neste trabalho. Este assunto sugere um campo fértil para futuras dissertações.

O processo de privatização do SEB está em andamento. Nele o método DCF tem sido utilizado para avaliação do valor das empresas, conforme se constata no caso prático comparativo exposto neste trabalho.

A aplicação do método DCF na avaliação de EEE, é recomendável pois os fluxos de caixa do setor são positivos e uma condição de razoável estabilidade quanto às previsões de comportamento do seu mercado consumidor, compatível com as características do método.

Características do setor recomendam alguns cuidados na determinação dos *Value Drivers* que nortearão a avaliação. A conta Obrigações Especiais deve ser tratada como passivo circulante

não oneroso, não compondo o investimento a ser remunerado. Os juros, encargos financeiros (inclusive juros sobre o capital próprio) e variações monetárias, relativos aos financiamentos aplicados no imobilizado em curso, devem ser ajustados para a determinação do custo do capital de terceiros e investimentos no imobilizado. Eles foram apropriados ao imobilizado nos balanços.

O valor das operações é igual ao valor das projeções dos fluxos de caixa livres (*free cash flows* – FCF) descontados ao seu valor presente. O FCF é igual ao resultado operacional da empresa depois dos impostos, mais custos que não envolvem caixa (ex. depreciação), menos investimentos em capital de giro operacional, imobilizado e outros ativos. Ele não incorpora os fluxos de caixa relativos a financiamentos como despesas de juros ou dividendos.

As bases que definirão o valor das rubricas e que por sua vez comporão o fluxo de caixa, são de fundamental importância. Entre elas destacam-se: receitas (crescimento do mercado consumidor geral, por classes de consumo); tarifas (reajustes, fator “X”, extinção da RGR); Despesas de pessoal (produtividade, transferência para imobilizado, fundação); MSO; programa de investimento; compra de energia (variação cambial); e impostos e encargos setoriais.

O custo médio ponderado do capital (WACC) é a taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa. Ele pondera o custo das dívidas e do capital acionário, de acordo com o peso de cada um na estrutura de fontes de capital da empresa.

O valor das dívidas de uma empresa é igual ao valor presente dos fluxos de caixa para os credores, descontados a taxas que refletem o risco daqueles fluxos. A taxa de desconto deve ser igual à taxa de mercado corrente para dívidas de risco semelhante, com prazos comparáveis. O custo da dívida em países emergentes é o custo global da dívida da indústria ajustado para a estrutura de capital-alvo da empresa e para a inflação local. É importante que os investidores globais tenham em mente que o risco do país pode ser diversificado em uma carteira de títulos, portanto nenhum prêmio por esse risco deve ser incluído.

O valor do capital acionário depende do valor da empresa, e vice-versa, o valor da empresa depende da ponderação do valor do capital acionário e seu custo. O CAPM tem sido reconhecido como eficiente instrumento de medição do custo do capital acionário. Na essência, o CAPM utiliza como base o mercado de ações para definir o custo do capital próprio. Aos que discordam da premissa do comportamento eficiente do mercado acionário, o que se enfatiza é o foco no

longo prazo, onde oscilações efêmeras perdem significância, e o mercado encontra o seu equilíbrio normal.

A premissa que com o tempo os países cada vez mais farão parte de um mercado global e que esses mercados se tornarão mais abertos e eficientes, e isto propiciará um custo de capital próximo ao custo de capital global (após ajustes pela inflação local e pela estrutura de capital da empresa), se apresenta como consistente, considerando que subsidiárias de empresas internacionais localizadas em países emergentes possuem custo de dívidas próximos aos de suas matrizes localizadas nos países desenvolvidos (descontados os custos de transações e diferenças de inflação).

A utilização do CAPM, carece da observação de certos cuidados. A consideração inadequada do risco do país pode elevar significativamente o custo do capital acionário. Pela dificuldade em separar a iliquidez e volatilidade destes países, não deveria se considerar nenhum acréscimo ao custo do capital. Entretanto, sendo considerado, deve-se eliminar o prêmio pelo risco do crédito, sob pena de dupla contagem.

Outro cuidado importante a ser tomado, quando são esperadas mudanças no risco ao longo do tempo, é preciso estar preparado para mudanças no beta da ação. Isto indica que o custo do capital também poderá mudar (diminuir) com a maturidade da empresa.

Estudos indicam que a estimativa do custo de capital acionário usando o APM é significativamente mais baixa no caso das concessionárias de energia elétrica, em comparação com o CAPM. Também pode ser questionado o beta estimado em 1 pelo relatório RE-SEB, pois o menor risco de mercado das EEE, sugerem um beta inferior a 1. Aqui se recomenda um aprofundamento do assunto em futuras pesquisas, com o objetivo de se determinar o método eficiente de medida de custo de capital para empresas de energia elétrica.

O valor das ações de uma empresa é igual ao valor de suas operações, menos o valor de sua dívida, e é ajustado para quaisquer ativos ou passivos não operacionais.

Quanto ao valor de mercado dos bens, é apropriado sua utilização quando o valor realizável de mercado do ativo excede substancialmente o valor contábil.

Como a maioria das decisões de negócio envolve risco e incerteza, devemos pensar no valor em termos de cenários e faixas de valor que reflitam essa incerteza, atribuindo-se probabilidades a cada cenário e obtendo o valor ponderado deles. Isto implica desenvolver um conjunto

abrangente de premissas sobre como o futuro pode evoluir e como ele pode afetar a rentabilidade da indústria e o desempenho financeiro da empresa. O que observamos no caso prático comparativo, é que efetivamente não se desenvolveu probabilidades de cenários, e tão somente simulou-se valores através de um intervalo de variação de taxas de crescimento e WACC.

Ainda com relação ao caso prático, confirmando o que relatamos na justificativa deste trabalho (capítulo I – item 1.2), observou-se divergências significativas nas seguintes premissas: moeda adotada, prazo de projeção, taxa de crescimento das vendas (tarifas), compra de energia elétrica para revenda, perdas de energia, investimentos, capital de giro e WACC.

As divergências citadas acima, tiveram como consequência, uma diferença de valores recomendados, onde uma consultoria recomendou o valor de R\$ 566,7 milhões e a outra R\$ 620,0 milhões. Este valor representa 100% da empresa. A diferença de R\$ 53,3 milhões neste caso, demonstra que o tema ainda merece prudência e análise criteriosa no que tange aos aspectos relevantes de um fluxo de caixa.

Em última instância, existem dois componentes que definem o fluxo de caixa e o valor: a taxa segundo a qual o faturamento, os lucros e a base de capital da empresa estão crescendo; e o retorno sobre o capital investido.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Nota Técnica: Conceitos econômicos para reajuste e revisão tarifária, Brasília, set.2000.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, Brasília, 1998.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS. Plano Decenal de Expansão 1999/2008, GCPS, Rio de Janeiro, dez.1999.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS. Resenha de Mercado, Departamento de Estudos de Mercado – DEM, Eletrobrás/DE/DEM, Rio de Janeiro, dez.1999.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS. Sistema de Informações de Mercado para o Planejamento do Setor Elétrico – SIMPLES Ciclo 2000 – Manual de Instruções, MME/SNE/CCPE/CTEM, Eletrobrás/DE/DEM, Rio de Janeiro, jun.2000.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Energia. Disponível em: (www.mme.gov.br/sen). Acesso em: 2000.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. A assinatura do Acordo de Mercado e a Constituição do Operador Nacional do Sistema no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico. Secretaria de Energia, Rio de Janeiro, 1998.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. Informe Infra-estrutura, BNDES/AI/Geset 1, Rio de Janeiro, v. 25, ago.1998.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. Informe Infra-estrutura, BNDES/AI/Geset 1, Rio de Janeiro, v. 37, ago.1999.

BRASIL. Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Instrução CVM, n. 247, de 27/03/96. Dispõe sobre a avaliação de investimentos em sociedades coligadas e controladas e dá outras providências, 1996.

BRASIL. Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Instrução CVM n. 285, de 31/07/98. Altera o art. 14 da Instrução CVM n. 247 de 27/03/96, que dispõe sobre a avaliação de investimentos em sociedades coligadas e controladas e sobre os procedimentos para elaboração e divulgação das demonstrações contábeis consolidadas, 1998.

BRASIL. Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Ofício Circular/CVM/PTE n. 578/85, de 06/11/1985. Orienta sobre a observância dos princípios fundamentais de contabilidade, 1985.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTKKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 1996.

COOPERS&LYBRAND. Relatório Consolidado Etapa VII - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (relatório principal), Brasília, v. II, dez.1997.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim; MURRIN, Jack. **Avaliação de Empresas (Valuation)**. Tradução de Maria Cláudia S. R. Ratto. Original *Valuation: Measuring and managing the value of companies*. 2. ed. São Paulo: Makron Books, 2000.

COSTA JR, Newton C. A. da; MENEZES, Emílio A.; ASRILHANT, Boris. Avaliação Econômica de Projetos: A Abordagem do CAPM. Versão mais atual do capítulo publicado nos Anais do XVIII Encontro Nacional da ANPAD, v. 5, p. 8-16, set.1994.

DOWNES, John; GOODMAN, John Elliot. **Dicionário de termos financeiros de investimentos**. Tradução de Ana Rocha Tradutores Associados. São Paulo: Nobel, 1993.

FLORES, L. L. Redação: o texto técnico/científico e o texto literário, dissertação, descrição, narração, resumo, relatório. Florianópolis: Editora da UFSC, 1994.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1991.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios de Administração Financeira**. Tradução Francisco José dos Santos Braga. 3. ed. São Paulo: Harper&Row do Brasil, 1978.

IOB. Goodwill (fundo de comércio): Um campo fértil para o avanço da contabilidade. Boletim n. 36 – TC. IOB: set. 2000.

Lei nº 6.404/76, de 15.12.1976. Dispõe sobre as sociedades por ações. 1976

MARTÍNEZ, Maurício L. Panorama Setorial de Energia Elétrica. Gazeta Mercantil. São Paulo, 1997.

MARTINS, Eliseu. Avaliação de Empresas: da mensuração contábil à econômica. Temática Contábil e Balanços. Boletim n. 39 – TC/Bal - IOB, p. 1-8, set. 2000.

ONS (Operador Nacional do Sistema). O Sistema Elétrico. Disponível em: (www.ons.org.br). Acesso em: 2000.

PIRES, José Claudio Linhares. Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Texto para Discussão. Rio de Janeiro: BNDES, mar. 2000.

PORTER, Michael E. **Estratégia Competitiva: Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência**. Tradução de Elizabeth M. P. Braga. Revisão Técnica Jorge A. G. Gomes. 7. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1996.

RODRIGUES, Denise Andrade. Os Investimentos no Brasil nos anos 90: Cenários Setorial e Regional. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 7, n. 13, p. 107-136, jun. 2000.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIEL, Randolph W.; JORDAN, Bradford D. **Princípios de Administração Financeira**. Tradução Antonio Zoratto Sanvicente. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1997.

SECURATO, José Roberto. **Decisões Financeiras em Condições de Risco**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1993.

SEVERINE, Marcos. Sudameris Setorial – Energia Elétrica. Banco Sudameris de Investimento. Abr. 2000.

UFRJ. Acompanhamento: Assuntos. Privatizações em andamento. Disponível em: (www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/ELETROBRÁS/acompanhamento/andamento.htm). Acesso em: 2000.

7 GLOSSÁRIO

(MARTÍNEZ, 1997 com adaptações)

Autoprodutores: produtores de energia elétrica que o fazem para o seu próprio consumo, tanto em centrais localizadas dentro ou contíguas às suas instalações, quanto em usinas situadas a grandes distâncias, caso em que se utilizam da rede de transmissão para o envio de energia – os excedentes de energia gerados pelos autoprodutores podem ser vendidos para as concessionárias de energia elétrica.

Carga própria: total de energia que a empresa tem à sua disposição para atender o seu mercado, incluindo as perdas. Inclui geração própria e compra de energia de outras empresas. Pode ser calculada somando o consumo mais as perdas de energia.

Co-geração : processo em que se gera, de forma conjunta, mais de um tipo de energia utilizável. Um exemplo é a co-geração de eletricidade e calor, onde se aproveita cerca de 80% da energia contida no combustível: o calor rejeitado de uma turbina de geração de energia é aproveitado no processo industrial ou vice-versa, o calor rejeitado do processo industrial, em forma de vapor, é utilizado para o acionamento de uma turbina.

Concessionária: empresa que detém a concessão para o aproveitamento e/ou distribuição de eletricidade.

Consumidor cativo: não tem o direito de escolher o fornecedor de energia elétrica, sendo atendido pela concessionária que dispõe do monopólio de venda no local.

Consumidor livre : tem o direito de escolher o seu fornecedor de energia elétrica.

Consumo : energia medida em MWh (ou seus múltiplos) utilizada por um cliente ou pelo sistema no período considerado.

Conta de consumo de combustíveis (CCC): conta de rateio dos custos com os combustíveis utilizados na geração térmica entre todas as empresas distribuidoras, empregado no Brasil como mecanismo intra-setorial de subsídios cruzados.

Demanda: potência (medida em MW) requerida por um cliente ou pelo sistema. Também é mensurada em MWh/h, isto é o consumo de energia no período de uma hora (exemplo: demanda máxima).

Energia firme: valor máximo de energia capaz de ser suprido continuamente por um sistema, com probabilidade de atender a demanda de 95%, de acordo com a repetição das séries hidrológicas históricas. A energia firme de uma usina é o valor médio que ela pode gerar durante o período crítico. Em termos de consumo, representa a energia fornecida, excetuando a energia interruptível.

Energia garantida: para o sistema elétrico, é aquela que estará disponível, de acordo com as previsões hidrológicas, durante, pelo menos 95% do tempo. Para os consumidores, é a parcela de energia contratada que estará disponível continuamente.

Energia interruptível: Surge como decorrência da geração de energia secundária no sistema elétrico, e não tem garantia de continuidade de fornecimento. Devido a esta característica, é comercializada por preços menores que a energia garantida.

Energia média: média anual de geração de energia esperada no longo prazo. Por definição é superior à energia firme.

Energia secundária: montante de energia gerado acima da energia firme, possível de ser produzida com a seqüência de períodos hidrológicos favoráveis.

Fator de capacidade: razão entre a capacidade média e a capacidade máxima de geração de uma usina (ou sistema). Resulta das limitações de disponibilidade de água (hidroelétrica) e do tempo de manutenção e paradas não previstas da operação.

Fator de carga: razão entre o consumo médio e o consumo máximo de energia em um sistema.

Fator de potência: razão entre a potência ativa, medida em quilowatt (kW), e a potência aparente, medida em quilo volt-ampère (kVA). Esta diferença entre elas surge pela defasagem entre o ângulo de fase da potência reativa em relação à componente ativa. Por causa disso, a corrente do circuito é elevada, o que aumenta as perdas de transmissão e exige o superdimensionamento das linhas. Para minimizar o problema, as concessionárias estipulam parâmetros para o Fator de Potência dos grandes consumidores. Atualmente, o Fator de Potência exigido no Brasil é de 0,92.

Fornecimento: venda de energia a um consumidor final.

Jusante: trecho do rio situado após o ponto de referência, no sentido nascente-foz.

Matriz energética: matriz que representa a participação de cada fonte de energia no total de energia consumida.

Mercado atacadista: mercado de comercialização da energia em alta tensão, envolvendo geradores, distribuidores, comercializadores e grandes consumidores.

Mercado futuro de energia: o comprador e o vendedor acertam previamente a comercialização de energia elétrica, com preços e volumes determinados. São contratos comerciais, não necessariamente vinculados à garantia de fornecimento.

Mercado spot: energia comercializada ao preço do dia, determinado segundo regras específicas.

Mercado varejista: mercado de comercialização de energia em baixa tensão, entre as distribuidoras e consumidores cativos.

Montante: trecho do rio situado antes do ponto de referência, no sentido nascente-foz.

Perdas: A perda técnica é inevitável, por razões físicas, como a elevação e redução da tensão em subestações e transformadores e no transporte de energia pelas redes de transmissão e distribuição, e é um indicativo da situação geral de um sistema e da necessidade de investimentos. A perda não técnica decorre do furto de eletricidade por meio de ligações clandestinas, erros de medição e vendas não medidas.

Período seco: no Brasil, entre maio e novembro, quando o volume de chuvas é menor. Neste período a geração é feita, principalmente, com a água armazenada nos reservatórios.

Período úmido: no Brasil, vai de dezembro e abril. Há maior disponibilidade de energia para geração no sistema hidroelétrico e se acumula água nos reservatórios para os períodos secos, em função do maior volume de chuvas.

Ponta: período do dia em que o consumo de energia atinge os seus valores mais elevados. No Brasil ocorre entre as 18:00 hs. às 21:00 hs, fora do horário de verão e das 19:00 hs. às 22:00 hs durante o horário de verão dos dias úteis e feriados, com variações de acordo com a época do ano e a região.

Produtor independente: empresa dedicada à geração de energia elétrica, sem concessão de distribuição ou área de atuação, cuja produção é vendida para as concessionárias e/ou consumidores finais.

Série hidrológica: seqüência de vazões dos rios. As estimativas são feitas com base nas séries históricas (medidas ao longo dos anos). O processo de simulação calcula as vazões para 2.000 séries hidrológicas possíveis.

Sistema interligado: sistema elétrico que se estende por uma vasta extensão territorial, composto por diversas usinas interligadas entre si e com os centros de consumo pela rede de transmissão.

Sistema isolado: sistema elétrico de extensão territorial limitada, formado por poucas usinas e sem interligação com outros sistemas elétricos.

Suprimento: venda de energia de uma concessionária (ou produtor independente) a outra empresa do setor elétrico.

Tarifa binômia: modalidade que considera a potência contratada (medida em MW) e a energia efetivamente consumida (medida em MWh).

Tarifa horo-sazonal: no Brasil, distingue entre os períodos de ponta e fora de ponta, ao longo do dia, e entre os períodos seco e úmido, ao longo do ano.

Tarifa monômia: modalidade que considera apenas a energia efetivamente consumida (medida em MWh).

Tensão: diferença de potencial elétrico entre dois pontos, o que possibilita a energia fluir entre os dois pólos de um gerador e a carga. É medida em volts (V) e seus múltiplos. A tensão de consumo doméstico varia, no Brasil, dependendo da região, de 127 V a 220 V. Para consumo industrial utiliza-se geralmente a tensão 440 V. As linhas de distribuição são, normalmente, de 13,8 kV e as linhas de transmissão variam, em geral, entre 88 kV e 750 kV. Quanto maior a tensão, menor são as perdas no transporte da eletricidade; em compensação, há aumento dos custos dos cabos.

Unidade de potência: é expressa em watt (W) e seus múltiplos: quilowatt (kW), megawatt (MW) e gigawatt (GW). Para expressar a capacidade instalada de usinas, a unidade mais comum é MW.

Unidade de energia: é expressa em watt hora (Wh) e seus múltiplos: quilowatt-hora (kWh), megawatt-hora (MWh), gigawatt-hora (GWh) e terawatt-hora (TWh). Para expressar a produção e o consumo em termos de usinas ou do sistema, utiliza-se o GW e o TW. O consumo doméstico e per capita é expresso em kWh.