

PEDRO ITAPEMA GUARIENTO GUIMARÃES

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA E ESTRATÉGICA DE UMA
EMPRESA DO SETOR ELÉTRICO:
ESTUDO DO PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DA
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção de Diploma
de Engenheiro de Produção.

São Paulo

2009

PEDRO ITAPEMA GUARIENTO GUIMARÃES

**AVALIAÇÃO ECONÔMICA E ESTRATÉGICA DE UMA
EMPRESA DO SETOR ELÉTRICO:
ESTUDO DO PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO DA
COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO**

Trabalho de Formatura apresentado à
Escola Politécnica da Universidade de
São Paulo para obtenção de Diploma
de Engenheiro de Produção.

Orientador: João Furtado

São Paulo
2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Guimarães, Pedro Itapema Guariento

Avaliação econômica e estratégica de uma empresa do setor elétrico: estudo do processo de privatização da Companhia Energética de São Paulo / P.I.G. Guimarães. -- São Paulo, 2009.
105 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1. Finanças das empresas 2. Privatização 3. Geração de energia elétrica I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II. t.

RESUMO

Este trabalho analisa criticamente o processo de privatização de 2008 da Companhia Energética de São Paulo (CESP), a quarta maior companhia de geração de eletricidade do país em termos de energia assegurada, mostrando como a reforma de 2004 e a evolução recente do setor elétrico brasileiro promoveram mudanças que foram decisivas na definição dos riscos e retornos esperados pelos investidores e, portanto, tiveram relação direta com o fracasso desse processo.

Apesar das mudanças já promovidas, alguns problemas ainda não resolvidos, como a questão da renovação dos contratos das concessionárias de geração, apontam para dificuldades que prejudicam tanto o planejamento estratégico das próprias empresas quanto as decisões de novos investimentos, colocando em dúvida o plano de expansão da capacidade do setor.

O uso de ferramentas de finanças corporativas permite quantificar o possível impacto no valor para os acionistas da empresa de diferentes cenários de preço de energia e regulamentação. Os preços por ação derivados dessas sensibilidades são comparados com o preço mínimo exigido pelo Governo do Estado de São Paulo no leilão de privatização da CESP.

Palavras-chave: Finanças das empresas. Privatização. Geração de energia elétrica.

ABSTRACT

This graduation thesis critically analyses the 2008 privatization process of Companhia Energética de São Paulo (CESP), the fourth largest electricity generation company in the country in terms of assured energy, demonstrating how the 2004 reform and the recent developments of the Brazilian electricity sector promoted changes that turned out to be decisive in the investors characterization of risks and expected returns and, therefore, had a direct relationship with the failure of this process.

Despite changes that have already been implemented, some yet unsolved problems, like the renewal conditions of generation concessionaire's contracts, point to difficulties which hold back the companies' own strategic planning as well as new investment decisions, casting into doubt the sector capacity expansion plan.

The employment of corporate finance tools allows for the quantification of possible impacts on the value for the company shareholders according to different sceneries of energy price and regulation. The prices per share derived from such sensibilities are compared to the minimum price per share requested by the State of São Paulo Government in CESP's privatization auction.

Keywords: Corporate finance. Privatization. Electricity generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Cálculo do valor da empresa pelo fluxo de caixa descontado	22
Figura 2 – Instituições do setor elétrico brasileiro	57
Figura 3 – Ambientes de contratação do setor elétrico brasileiro	58
Figura 4 – Localização geográfica das usinas hidrelétricas da CESP	69
Figura 5 – Cálculo do custo do capital próprio para a CESP	88
Figura 6 – Cálculo do custo da dívida para a CESP	89
Figura 7 – Cálculo da taxa de desconto para a CESP	89
Figura 8 – Avaliação por fluxo de caixa descontado	90
Figura 9 – Comparação dos valores por ação da CESP de acordo com diferentes metodologias	95

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação das fontes renováveis na oferta interna de energia.....	32
Gráfico 2 – Evolução do armazenamento na região SE/CO.....	52
Gráfico 3 – Evolução do armazenamento na região NE	52
Gráfico 4 – Energia total gerada pela CESP (2002-2007).....	74
Gráfico 5 – Composição da receita operacional bruta da CESP (2007).....	75
Gráfico 6 – Evolução da receita líquida da CESP (2002-2007)	75
Gráfico 7 – Evolução do EBITDA da CESP (2002-2007)	76
Gráfico 8 – Evolução do EBIT da CESP (2002-2007)	76
Gráfico 9 – Evolução do lucro líquido da CESP (2002-2007).....	76
Gráfico 10 – Evolução do endividamento total da CESP (2002-2007)	77
Gráfico 11 – Evolução da dívida líquida da CESP (2002-2007).....	77
Gráfico 12 – Evolução da relação dívida líquida / EBITDA da CESP (2002-2007).....	78
Gráfico 13 – Projeção do volume de energia comercializada (2008E-2017E).....	82
Gráfico 14 – Evolução do preço médio da CCEE na região SE/CO.....	83
Gráfico 15 – Cenários adotados para o preço da energia assegurada (2008E-2017E)	84
Gráfico 16 – Receita líquida projetada da CESP (2008E-2017E)	85
Gráfico 17 – EBIT projetado da CESP (2008E-2017E)	85
Gráfico 18 – EBITDA projetado da CESP (2008E-2017E)	86
Gráfico 19 – Lucro líquido projetado da CESP (2008E-2017E)	86
Gráfico 20 – Performance das ações da CESP desde 31 de julho de 2006.....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Participação por tipo de energia na oferta interna de energia	33
Tabela 2 – Os dez agentes de maior capacidade instalada no país	35
Tabela 3 – Processo de privatização do setor elétrico brasileiro (1995-2000).....	45
Tabela 4 – Principais dados operacionais das usinas hidrelétricas da CESP	71
Tabela 5 – Composição do endividamento total da CESP	79
Tabela 6 – Cálculo do ajuste ao valor da empresa da CESP	87
Tabela 7 – Avaliação por múltiplos de valor de empresas comparáveis	91
Tabela 8 – Avaliação por múltiplos de valor de transações precedentes	92
Tabela 9 – Estrutura acionária da CESP em 31 de dezembro de 2007	104

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CCEE	Câmera de Comercialização de Energia Elétrica
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EBITDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EBIT	<i>Earnings Before Interest and Taxes</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FIDC	Fundo de Investimento em Direitos Creditórios
GESP	Governo do Estado de São Paulo
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
LIBOR	London Inter Bank Offered Rate
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1 Objetivo do Trabalho	11
1.2 A Empresa	12
1.3 O Estágio.....	13
1.4 Organização do Trabalho	15
1.5 A Engenharia de Produção e o Trabalho de Formatura	16
2. REVISÃO TEÓRICA EM FINANÇAS CORPORATIVAS	19
2.1 Noções Introdutórias	19
2.2 Fluxo de Caixa Descontado.....	21
2.3 Custo Médio Ponderado de Capital.....	24
2.4 <i>Capital Asset Pricing Model</i>	25
2.5 Avaliações Relativas	28
3. CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	32
3.1 Panorama Geral do Setor	32
3.2 Análise Histórico-Econômica.....	35
3.3 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico	59
4. CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO	62
4.1 História da Companhia	62
4.2 Principais Ativos da Companhia.....	69
4.3 O Processo de Privatização de 2008.....	72
4.4 Indicadores Operacionais e Financeiros Selecionados.....	73
5. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA CESP	80
5.1 Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.....	80
5.2 Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis	90
5.3 Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes	91
5.4 Resultados Finais	93
6. CONCLUSÕES	96
6.1 Resultados Obtidos	96
6.2 Soluções Propostas.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	100

1. INTRODUÇÃO

1.1 Objetivo do Trabalho

No dia 21 de agosto de 2007, foi divulgado no Diário Oficial o edital de licitação para contratação do serviço de assessoria para alienação de 18 ativos mobiliários detidos pelo Governo do Estado de São Paulo (GESP), incluindo a participação do GESP em empresas como a Companhia Energética de São Paulo (CESP), a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp) e o Banco Nossa Caixa.

Menos de 90 dias depois, no dia 1º de novembro de 2007, a CESP divulgou ao mercado fato relevante informando da expedição da ordem de serviço para dar início à prestação de serviços de consultoria para avaliação, modelagem e execução de venda da participação acionária detida pelo GESP no capital da empresa (correspondente a aproximadamente 36% do capital total da CESP).

Finalmente, no dia 25 de fevereiro de 2008, o GESP disponibilizou o Edital nº SF/001/2008, referente à alienação de sua participação acionária na CESP e incluindo detalhes como a estrutura da oferta, o preço mínimo e as condições de alienação.

Conforme descrevia o Edital, o GESP pretendia ofertar à venda 87.663.652 ações ordinárias, com direito a voto (equivalente a 80,3% do total de ações ordinárias) e 28.928.269 ações preferenciais classe B (equivalente a 13,8% do total de ações preferenciais classe B), totalizando 116.591.921 ações, ou 35,6% do capital social da CESP. A modalidade de venda selecionada foi o leilão em lote único, então programado para ser realizado na Bovespa no dia 26 de março de 2008. No Edital, o GESP também definiu o preço mínimo do leilão para o lote único das ações, de R\$ 49,75 por ação, o que equivalia a um valor de mercado de aproximadamente R\$ 16 bilhões para a CESP.

Os eventos seguintes do processo de privatização foram exaustivamente acompanhados pela mídia, quando foi noticiado grande interesse de diversos grupos – nacionais e estrangeiros, estratégicos e financeiros – pela CESP. Entretanto, apenas cinco companhias pré-identificaram-se para participar do leilão: a franco-belga Tractebel / Suez, a brasileiro-espagnola Neoenergia / Iberdrola, a brasileira Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), a portuguesa Energias de Portugal (EDP) e a norte-americana Alcoa. Inesperadamente, na

semana seguinte nenhuma das cinco companhias apresentou garantias financeiras para participar do leilão, conforme previsto no cronograma do Edital, e o processo de alienação da participação acionária do GESP na CESP foi mais uma vez postergado, agora indefinidamente.

Este Trabalho de Formatura procura basear-se nos conceitos, nas ferramentas e nos raciocínios desenvolvidos no decorrer do curso de Engenharia de Produção para contribuir com o entendimento dos motivos que levaram ao fracasso deste processo e apresentar possíveis soluções para este impasse. Para tanto, descrevemos as principais características do setor elétrico brasileiro, tanto em termos regulatórios quanto em termos estratégicos e competitivos, com uma ênfase especial no segmento de geração de energia, em que a CESP está inserida. Paralelamente, a avaliação econômico-financeira da companhia permite analisarmos o preço mínimo exigido pelo GESP e mensurarmos o impacto de algumas sensibilidades, como a variação da taxa de desconto, do preço de energia de longo prazo e a prorrogação ou não dos contratos de concessão das usinas hidrelétricas.

1.2 A Empresa

Este Trabalho foi realizado junto ao Citigroup Global Markets, Inc. (Citi), uma instituição financeira internacional de grande porte e tradição que tem entre suas áreas de negócio as atividades de banco de varejo e de atacado, setor público, setor rural e gestão de ativos. Presença marcante e constante nas listas de maiores corporações do mundo, acumula experiência ao longo de seus mais de 100 anos de história, com presença nos cinco continentes mundiais. No Brasil, a instituição está presente desde o início do século passado e figura entre as 15 maiores instituições financeiras operando no país, de acordo com lista compilada pelo Banco Central do Brasil.

Através de suas atividades como banco de atacado, que tem como destaque as áreas de *Corporate Banking* e *Investment Banking*, a empresa atende às necessidades das grandes empresas e entidades financeiras do País, unindo profundo conhecimento do mercado local e experiência global, oferecendo serviços a mais de 800 corporações de médio e grande porte no Brasil.

Este Trabalho aproveitou-se do estreito relacionamento da instituição com grandes *players* do setor, além de todo o corpo de conhecimento comum a uma empresa deste porte e com este

escopo de atividades, com merecida relevância aos estudos setoriais, análises de viabilidade e planejamento econômico-financeiro.

1.3 O Estágio

Quando este Trabalho foi realizado, o autor estagiava na área de *Investment Banking* da instituição financeira acima referida. Basicamente, o departamento de *Investment Banking* presta assessoria e financiamento às operações de fusão, aquisição, venda ou reestruturação de empresas. Também se encarrega da coordenação de aberturas de capital e emissões de dívida, atividades conhecidas genericamente como operações de mercado de capitais.

Tendo em vista a publicação, no dia 21 de agosto de 2007, do Edital de Licitação Concorrência NCC nº 01/2.007 para “a contratação de serviços de consultoria a serem prestados ao Estado de São Paulo, por intermédio da Secretaria da Fazenda, consistentes na avaliação econômico-financeira, proposição de modelagem e execução da venda dos ativos mobiliários detidos pelo Estado, correspondentes a ações representativas do capital social de sociedades de economia mista por ele controladas direta ou indiretamente” (SÃO PAULO, 2007, p. 1), decidiu-se que, estrategicamente, era de interesse do Citi participar de tal licitação.

As 18 empresas estatais paulistas controladas direta ou indiretamente pelo GESP e que, portanto, estariam enquadradas neste mandato eram: Companhia Energética de São Paulo (CESP), Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp), Banco Nossa Caixa, Companhia do Metropolitano de São Paulo (Metrô), Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano do Estado de São Paulo (CDHU), Companhia Paulista de Trens Metropolitanos (CPTM), Desenvolvimento Rodoviário S.A. (Dersa), Empresa Metropolitana de Águas e Energia (EMAE), Companhia de Seguros do Estado de São Paulo (Cosesp), Centro do Professorado Paulista (CPP), Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental (Cetesb), Companhia de Processamento de Dados do Estado de São Paulo (Prodesp), Imprensa Oficial do Estado de São Paulo (Imesp), Empresa Metropolitana de Transportes Urbanos (EMTU), Companhia Paulista de Obras e Serviços (CPOS), Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), Companhia de Desenvolvimento Agrícola de São Paulo (Codasp) e Empresa Paulista de Planejamento Metropolitano (Emplasa). Ainda de acordo com o Edital, o

contrato teria vigência de 36 meses e o GESP só solicitaria a execução dos serviços de determinada empresa após o término da execução dos serviços da empresa antecedente.

Assim, após a apresentação dos documentos necessários à habilitação técnica e o envio da proposta comercial de remuneração pela prestação de tais serviços, o consórcio liderado pelo Citi foi finalmente declarado vencedor no dia 18 de outubro de 2007, conforme publicação no Diário Oficial. Na ocasião, foi anunciado também que outras 5 instituições haviam participado da licitação (Banco Merrill Lynch de Investimentos S.A., Banco Morgan Stanley Dean Witter S.A., Banco UBS Pactual S.A., Banco Itaú BBA S.A. e BES Investimento do Brasil S.A.), mas que estes concorrentes foram inabilitados ou porque não atenderam a todos os critérios técnicos de qualificação ou porque apresentaram proposta de remuneração superior à do Citi.

O autor deste Trabalho foi um dos integrantes da equipe do Citi que participou das discussões estratégicas, submeteu a proposta ao GESP e, posteriormente, foi responsável pela execução deste mandato. Dentre as diversas atividades desempenhadas pela equipe neste contexto, a execução da avaliação econômico-financeira das participações acionárias listadas acima contemplou os seguintes elementos:

- Cálculo do valor presente do fluxo de caixa descontado em diversos cenários, apoiado por estudo detalhado da taxa de desconto utilizada;
- Identificação de variáveis críticas e análises de sensibilidade;
- Avaliação dos custos operacionais da empresa avaliada, dos níveis de qualidade de prestação de serviços e da evolução das suas receitas;
- Avaliação do posicionamento da empresa avaliada nos mercados em que atua, compreendendo as perspectivas destes mercados para os próximos anos e projeções de rentabilidade das suas atividades;
- Estudo comparativo de valores obtidos na avaliação econômico-financeira com os valores obtidos em outras operações de venda de ativos similares no âmbito nacional e internacional (análise de múltiplos); e
- Consultoria na modelagem e execução do processo de venda das participações acionárias indicadas pelo GESP, incluindo a prospecção de mercado, com identificação e indicação dos potenciais compradores.

Desta forma, o autor se sentiu em posição privilegiada para a elaboração de um trabalho conforme o descrito anteriormente, podendo se valer de fontes de informação precisas e experiências valiosas. Entretanto, é imperativo esclarecer que todas as informações e dados utilizados, direta ou indiretamente, neste Trabalho são públicos, sendo citadas sempre sua fonte e origem.

1.4 Organização do Trabalho

O Trabalho foi organizado da seguinte forma:

O Capítulo 1 introduz os tópicos endereçados no Trabalho, descrevendo, em linhas gerais, os assuntos que serão explorados pormenorizadamente no decorrer do Trabalho, os motivos que levaram à execução deste estudo, o estágio realizado pelo autor à época da elaboração deste estudo, a empresa junto à qual o estudo foi desenvolvido e os objetivos deste Trabalho.

No Capítulo 2 é apresentado o referencial teórico em finanças corporativas e avaliação econômica de empresas. Após uma breve revisão de contabilidade, são descritos os principais métodos de estimativa de fluxo de caixa para a precificação de um ativo e o cálculo da taxa de desconto a ser utilizada para trazer este fluxo a valor presente. Os conceitos mais importantes de avaliação econômica relativa de empresas através de empresas comparáveis e transações precedentes são considerados ao final deste capítulo.

O Capítulo 3 abrange uma descrição das principais características do setor elétrico brasileiro, que não só servirão de base para as análises dos capítulos posteriores, como também se mostrarão essenciais para compreendermos os resultados obtidos. Além de um breve histórico do desenvolvimento do setor, apresentamos seus principais marcos regulatórios e a dinâmica competitiva entre os grandes *players*, com enfoque especial no segmento de geração de energia elétrica. Todos os elementos que definem o posicionamento estratégico da CESP são apresentados neste capítulo, sempre levando em conta seus aspectos históricos e econômicos.

O Capítulo 4 apresenta uma descrição detalhada da Companhia Energética de São Paulo – CESP, empresa foco do Trabalho, contextualizando e justificando seus principais indicadores operacionais e financeiros. Neste capítulo também são apresentados os detalhes mais relevantes do Edital.

O Capítulo 5 percorre a avaliação econômico-financeira detalhada da CESP, baseada tanto no método do fluxo de caixa descontado quanto em avaliações relativas através de empresas comparáveis e transações precedentes. A análise por fluxo de caixa descontado, mais flexível, permite sensibilizar o valor da empresa calculado de acordo com diferentes premissas de preço de energia de longo prazo e a prorrogação ou não dos contratos de concessão das usinas hidrelétricas, por exemplo.

O Capítulo 6 refere-se à conclusão do Trabalho. Trata-se de sumário retroativo do Trabalho, com o levantamento dos principais pontos explorados e das principais respostas e conclusões extraídas do Trabalho. Para encerrar, aponta perspectivas futuras para o setor e discussões que devem surgir ou amadurecer futuramente.

Ao final do documento constam os Apêndices que fazem parte deste Trabalho, provendo maior nível de detalhe à modelagem exposta no capítulo 5.

1.5 A Engenharia de Produção e o Trabalho de Formatura

Muito se tem discutido sobre quais são os setores em que um recém-formado em Engenharia de Produção está apto a trabalhar. Quando optam pelo setor privado, alem das posições clássicas disponíveis em indústrias e empresas, diversos alunos têm decidido pela carreira no setor financeiro – inclusive o autor deste Trabalho. Isto se reflete, inevitavelmente, na escolha dos temas dos Trabalhos de Formatura, que devem ser desenvolvidos de acordo com a orientação da instituição em que se presta o estágio obrigatório.

O autor acredita que este Trabalho contribui para justificar que a formação pluralista e dinâmica de um Engenheiro de Produção de fato também o qualifica para exercer tais atividades, e que esta formação pode inclusive ser relacionada com diversas disciplinas ministradas durante o curso.

A disciplina “Contabilidade e Custos”, por exemplo, forneceu não apenas os instrumentos básicos para o correto entendimento dos demonstrativos financeiros de uma empresa, mas, mais do que isto, desenvolveu o raciocínio crítico necessário para julgar e interpretar tais informações, condição básica para a comparação do desempenho operacional e financeiro entre períodos ou empresas diferentes, por exemplo. Posteriormente, no decorrer da disciplina “Economia de Empresas”, foram apresentados métodos mais sofisticados de avaliação.

Analogamente, os conceitos desenvolvidos pela disciplina de “Engenharia Econômica e Finanças” estão intimamente relacionados com a teoria que permite a avaliação quantitativa do valor econômico-financeiro de uma empresa e é um dos pilares deste Trabalho. Por mais sofisticados que sejam os modelos de precificação de ativos desenvolvidos, todos eles estão relacionados de alguma forma com o conceito de valor do dinheiro no tempo, assunto tratado exaustivamente no decorrer da disciplina.

Em paralelo, todas as disciplinas relacionadas com Probabilidade e Estatística (“Estatística I” e “Estatística II”) também desempenharam papel fundamental neste Trabalho. As disciplinas teóricas, por exemplo, abordaram diversas ferramentas – correlações, regressões e testes de hipótese, por exemplo – que também estão por trás do desenvolvimento de conceitos de Finanças Corporativas matematicamente mais sofisticados, como o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) e o *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) (os dois conceitos serão tratados detalhadamente no decorrer deste Trabalho). Certamente tão ou mais importante, as disciplinas práticas evidenciaram os cuidados necessários para a aplicação deste ferramental estatístico e os perigos de seu uso indiscriminado e sem pensar.

As disciplinas de “Gestão da Tecnologia da Informação” e “Gestão Estratégica da Produção”, ao apresentarem e desenvolverem as etapas por trás do processo de conhecimento sobre o negócio e os recursos de uma empresa, em seu ambiente operacional e institucional, estão diretamente relacionadas com a análise do posicionamento estratégico da CESP, empresa tema deste Trabalho.

Para compreender as relações de interdependência existentes entre o setor elétrico com a economia do país como um todo, como estas relações se refletem na regulação do setor e como toda esta dinâmica contribui tanto para o desempenho operacional da CESP quanto para a tomada de decisão dos agentes que participaram do processo de privatização em 2008, as disciplinas “Introdução à Economia” e “Engenharia e Sociedade” foram fundamentais.

Finalmente, pode-se dizer que o raciocínio crítico necessário para selecionar, dentre tantos os desenvolvidos no decorrer do curso, os conceitos mais relevantes para a resolução do problema, aplicá-los de maneira sistemática e clara e, na apresentação dos resultados, ser capaz de interpretá-los e contextualizá-los – contribuindo assim de maneira certeira para o entendimento do fracasso do processo de privatização da Companhia Energética de São Paulo (CESP) em 2008 – é uma das preocupações centrais do Departamento em relação à formação do aluno, o que também fica evidente ao considerarmos a estrutura curricular do curso, a

metodologia com que as aulas são ministradas e a interação saudável entre o corpo docente e o corpo discente.

2. REVISÃO TEÓRICA EM FINANÇAS CORPORATIVAS

2.1 Noções Introdutórias

Assaf Neto (2007) afirma que, através das demonstrações contábeis levantadas por uma empresa, podem ser extraídas diversas informações a respeito de sua posição econômica e financeira. Por exemplo, um analista pode obter conclusões sobre a atratividade de investir em ações de determinada companhia; se a capacidade de pagamento (liquidez) encontra-se numa situação de equilíbrio ou insolvência; se a atividade operacional da empresa oferece uma rentabilidade que satisfaz as expectativas dos proprietários de capital; e assim por diante.

No que se refere ao aspecto jurídico, no Brasil as sociedades comerciais podem ser classificadas em dois grandes grupos: empresa individual e empresa societária. A sociedade anônima é um tipo de empresa societária cujo capital social é dividido em parcelas, as quais são representadas por valores mobiliários denominados ações.

A sociedade anônima pode ainda ser classificada em dois tipos: sociedade anônima de capital aberto (companhia aberta) e a sociedade anônima de capital fechado (companhia fechada). A sociedade anônima é classificada como companhia aberta quando seus valores mobiliários (basicamente, ações ou debêntures) admitirem negociação no Mercado de Valores Mobiliários. A negociação no mercado só é autorizada após a companhia cumprir uma série de exigências, incluindo o registro prévio das ações (ou debêntures) na Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Da mesma forma, uma sociedade é definida como companhia fechada quando os valores mobiliários de sua emissão não são colocados em negociação nas bolsas de valores.

Os insumos básicos do processo de análise de balanços são os relatórios contábeis elaborados periodicamente pelas empresas. De acordo com a Lei nº 6.404/76, também conhecida como Lei das Sociedades por Ações, o conjunto de informações que deve ser divulgado por uma sociedade por ações, representando sua “prestaçao de contas”, abrange o Relatório de Administração, as Demonstrações Contábeis e as Notas Explicativas que as acompanham e o Parecer dos Auditores Independentes.

O Relatório da Administração não faz parte das demonstrações contábeis propriamente ditas, mas a lei exige a apresentação deste relatório, que deve evidenciar os negócios sociais e

principais fatos administrativos ocorridos no exercício, os investimentos em outras empresas, a política de distribuição de dividendos e de reinvestimento de lucros etc. No caso das companhias abertas, a CVM dá orientação específica sobre esses e outros tantos tópicos de interesse de terceiros.

O Balanço Patrimonial tem por finalidade apresentar a posição financeira e patrimonial da empresa em determinada data, representando, portanto, uma posição estática. Conforme o art. 178 da Lei nº 6.404/76, o balanço é composto por três elementos básicos: o Ativo, que compreende as aplicações de recursos, normalmente em bens e direitos; o Passivo, que compreende as exigibilidades e obrigações; e o Patrimônio Líquido, que representa a diferença entre o Ativo e o Passivo, ou seja, o valor líquido da empresa.

A Lei das Sociedades por Ações também define o conteúdo da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), que deve ser apresentada na forma dedutiva, com os detalhes necessários das receitas, despesas, ganhos e perdas. A lei define com clareza, por meio do DRE, o conceito de lucro líquido, estabelecendo os critérios de classificação de certas despesas. Assim, o lucro ou prejuízo líquido apurado nessa demonstração é o que se pode chamar de fato de lucro dos acionistas, pois, além dos itens normais, já se deduzem despesas como o Imposto de Renda e as participações sobre os lucros que não dos acionistas, de forma que o lucro líquido demonstrado é o valor final a ser adicionado ao patrimônio líquido da empresa que, em última análise, pertence aos acionistas, ou é distribuído como dividendo.

A Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, como o próprio nome deixa claro, evidencia a mutação do patrimônio líquido em termos globais (novas integralizações de capital, resultado do exercício, ajustes de exercícios anteriores, dividendos, reavaliações etc.) e em termos de mutações internas (incorporações de reservas de capital, transferências de lucros acumulados para reservas e vice-versa etc.).

A Demonstração dos Fluxos de Caixa visa mostrar como ocorreram as movimentações de disponibilidades em um dado período do tempo

As Notas Explicativas, complementares às Demonstrações Contábeis, são necessárias para a plena avaliação da situação e da evolução patrimonial da empresa. A Lei das Sociedades por Ações enumera o mínimo dessas notas e induz à sua ampliação quando for necessário para o devido “esclarecimento da situação patrimonial e dos resultados do exercício”.

Finalmente, visando garantir a credibilidade das informações e um sistema mais transparente de prestação de contas, a Lei nº 6.404/76 também determina que as Demonstrações Contábeis

das companhias abertas sejam auditadas por auditores independentes registrados na CVM (Parecer dos Auditores Independentes).

2.2 Fluxo de Caixa Descontado

O método de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é uma ferramenta utilizada para estimar o valor intrínseco de uma empresa de acordo com seus fluxos de caixa futuros, partindo da premissa básica que “[...] o valor de um negócio é igual ao valor presente dos seus fluxos de caixa esperados, descontados a uma taxa que reflete o grau de risco desses fluxos de caixa” (DAMODARAN, 2006, p. 10, tradução do autor).

Ao contrário de modelos que se baseiam somente no valor contábil (histórico) dos ativos e passivos de uma empresa, a técnica do fluxo de caixa descontado tem a vantagem de considerar o desempenho de uma empresa no futuro, justamente porque “[...] os investidores estão dispostos a pagar pela performance esperada de uma determinada empresa no futuro, e não pelo o que a empresa fez no passado e menos ainda pelo valor de custo de seus ativos” (KOLLER, GOEDHART e WESSELS, 2005, p. 52, tradução do autor).

Certamente devido ao seu grande apelo intuitivo, técnicas de cálculo de valor presente do dinheiro no futuro são tão antigas quanto os próprios conceitos de empréstimo, juro e anuidade. Entretanto, considera-se que a versão moderna do método do fluxo de caixa descontado foi desenvolvida independentemente, no decorrer da década de 1930, por dois economistas norte-americanos: Irving Fisher e John Burr Williams.

Atualmente, a metodologia de avaliação através do fluxo de caixa descontado é a métrica mais utilizada por analistas do mercado financeiro para calcular o valor intrínseco de uma empresa. As próprias empresas também empregam freqüentemente esta técnica, seja na avaliação de possíveis aquisições, seja na diferenciação entre projetos.

Segundo Damodaran (2006), em uma avaliação por FCD, o valor da empresa provém de duas fontes: o valor presente dos fluxos de caixa futuros esperados dentro do horizonte de projeções e o valor presente da perpetuidade, isto é, o valor da empresa obtido após o horizonte de projeções, sendo um futuro muito distante para se projetar com precisão os fluxos de caixa no período. O esquema da página seguinte sumariza os componentes de uma avaliação por FCD.



Figura 1 – Cálculo do valor da empresa pelo fluxo de caixa descontado

Fonte: Citron (2006, p. 35)

Portanto, para que o valor de uma empresa seja calculado é necessária a determinação dos fluxos de caixa livre em um determinado horizonte de tempo. É crucial que esses fluxos de caixa sejam coerentes com a visão da administração e com as condições de mercado futuras, uma vez que os fluxos devem conter riscos apenas relacionados às operações da empresa e da indústria em que atua, e não os riscos relacionados ao mercado de capitais.

Para isto, torna-se necessário que algumas premissas sejam assumidas, sendo imprescindível obter informações dos diversos departamentos de uma empresa, de forma a assegurar que as premissas utilizadas por todos são coerentes entre si e com as premissas macroeconômicas, além de assegurar a inexistência de quaisquer vieses nas projeções.

De acordo com Koller, Goedhart e Wessels (2005), o fluxo de caixa livre é calculado com base no lucro operacional após impostos e acrescido das despesas não-caixa dos investimentos em capital de giro e dos investimentos em ativos fixos. As despesas não-caixa, como depreciação e amortização, são as despesas que não acarretam um desembolso de caixa efetivo pela empresa.

Tanto Koller, Goedhart e Wessels (2005), como Damodaran (2006) ressaltam que o fluxo de caixa livre para a empresa não incorpora aspectos financeiros como despesas de juros e dividendos, sendo a soma do fluxo de caixa disponível para todos os seus investidores,

incluindo acionistas e credores. Portanto, para estes autores, o cálculo dos fluxos de caixa livre para a empresa é baseado na seguinte fórmula:

$$FCFF = EBIT \times (1 - T) + Depreciação - Invest. em Imobilizado - Invest. em Capital de Giro$$

Equação 1: Fluxo de caixa livre para empresa.

Onde,

FCFF: Fluxo de caixa livre para a empresa;

EBIT: Lucros antes de juros e imposto de renda;

T: Taxa marginal de imposto de renda.

Uma vez determinados os fluxos de caixa livre, é necessário trazê-los ao valor presente, isto é, descontar os fluxos de caixa por uma taxa de desconto que ofereça um retorno equivalente a alternativas de investimento com o mesmo perfil de risco no mercado de capitais.

Segundo Koller, Goedhart e Wessels (2005), o princípio mais importante por trás da escolha correta da taxa de desconto para uma empresa é o da consistência entre os fluxos de caixa e a própria taxa de desconto. Como o cálculo dos fluxos de caixa livre para a empresa incorpora a soma do fluxo de caixa disponível para todos os seus investidores, incluindo acionistas e credores, a taxa de desconto também deve considerar o retorno requerido por cada investidor.

O método para cálculo da taxa de desconto mais freqüentemente utilizado, e que atende a este princípio, é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, sigla para o termo em inglês *Weighted Average Cost of Capital*), ferramenta que será descrita em maiores detalhes no próximo item deste capítulo.

Assim, com base na teoria mencionada acima, Koller, Goedhart e Wessels (2005) propõem a seguinte fórmula para o cálculo do valor presente dos fluxos de caixa livre para a empresa:

$$Valor Presente do FCFF = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1 + WACC)^t}$$

Equação 2: Cálculo do valor da empresa.

Onde,

FCFF: Fluxo de caixa livre para empresa;

WACC: Custo médio ponderado de capital (taxa de desconto);

n: Horizonte da projeção;

t: Ano da projeção.

Damodaran (2006) e Koller, Goedhart e Wessels (2005) sugerem ainda uma fórmula para calcular o valor presente da empresa que leva em consideração a perpetuidade das operações

da mesma. Nessa nova proposta os autores em questão se baseiam na premissa de que, no futuro, a empresa vai perpetuar um crescimento constante.

$$Valor\ Presente\ do\ FCFF = \left(\sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} \right) + \left(\frac{1}{(1+WACC)^n} \times \frac{FCFF_n \times (1+g)}{(WACC-g)} \right)$$

Equação 3: Cálculo do valor da empresa com perpetuidade.

Onde,

FCFF: Fluxo de caixa livre para empresa;

WACC: Custo médio ponderado de capital (taxa de desconto);

g: Taxa de crescimento da empresa na perpetuidade;

n: Horizonte da projeção;

t: Ano da projeção.

2.3 Custo Médio Ponderado de Capital

O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, sigla para o termo em inglês *Weighted Average Cost of Capital*) é uma variável determinante no cálculo do valor de uma empresa, representando a média ponderada, de acordo com a estrutura-alvo de capital, dos custos das fontes individuais de financiamento: capital de terceiros e capital próprio, sendo que a ponderação do peso de cada componente é relativa à sua participação na estrutura de capital da empresa.

Segundo Koller, Goedhart e Wessels (2005), o WACC é a taxa mais adequada para se descontar o fluxo de caixa da firma ao valor presente. O WACC é calculado da seguinte forma:

$$WACC = \left(K_d \times (1-T) \times \frac{V_d}{V_d + V_e} \right) + \left(K_e \times \frac{V_e}{V_d + V_e} \right)$$

Equação 4: Custo médio ponderado do capital

Onde,

WACC: Custo médio ponderado de capital;

V_d : Valor de mercado da dívida;

V_e : Valor de mercado do capital próprio;

K_d : Custo de capital de terceiros;

K_e : Custo de capital próprio;

T: Taxa marginal do imposto de renda.

O custo de capital de terceiros, K_d , é a taxa de captação marginal da empresa, ou seja, o custo da nova dívida a ser obtida pela companhia durante o período planejado, em função de seus empréstimos e financiamentos. Como os pagamentos de juros são dedutíveis de imposto de renda, a taxa de retorno requerida pelos investidores, K_d , não é igual ao custo efetivo da dívida para a empresa. Portanto, o custo de capital de terceiros utilizado no cálculo do WACC deve ser considerado após a dedução de impostos (fator $(1 - T)$, que multiplica K_d na fórmula).

O custo de capital próprio, K_e , é a taxa de retorno que os investidores exigem de seu investimento no patrimônio de uma empresa, e deve ser igual ao retorno esperado de um ativo financeiro de risco semelhante. Seu cálculo será tratado em mais detalhes no próximo item deste capítulo.

Como os investidores esperam retornos maiores por investimentos com mais risco, o WACC é capaz de refletir no valor da empresa o grau de incerteza associado com seus fluxos de caixa futuros. Quanto mais incertos são os fluxos de caixa futuros, maior o custo de capital de uma empresa, devido ao seu risco, e, portanto, seu valor presente será menor do que o de outra empresa com fluxos iguais, mas menos arriscados.

Uma empresa também pode usar o custo de capital como uma taxa de corte para analisar a viabilidade de um investimento ou projeto. Por taxa de corte entende-se a taxa de retorno mínima que os administradores desta empresa, em nome dos acionistas, estariam dispostos a aceitar para justificar o investimento. Assim, todo investimento cujo retorno for superior ao custo de capital da empresa deve ser aceito e encarado como uma oportunidade de criação de valor.

2.4 *Capital Asset Pricing Model*

A obtenção do custo das dívidas da empresa constitui-se uma tarefa razoavelmente simples, uma vez que este pode ser obtido diretamente no mercado. Por outro lado, a determinação do custo de capital próprio é bem mais complicada e, via de regra, exige o emprego de modelos que relacionam a taxa de retorno esperada de um ativo, ou carteira de ativos, com seu risco. Dentre estes modelos, o Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (CAPM, sigla para o termo em inglês *Capital Asset Pricing Model*) é certamente um dos mais famosos e utilizados.

Sua base teórica está na segmentação do risco em risco sistêmico¹, que afeta o mercado de capitais como um todo, e o risco não-sistêmico², particular ao ativo em questão ou à carteira de ativos. Brealey, Meyers e Allen (2008) defendem que, devido à possibilidade de diversificação, investidores não esperam, nem deveriam esperar, qualquer remuneração pelo risco não-sistêmico, sendo apenas o risco sistêmico passível de remuneração. A remuneração esperada pelos investidores dependeria, portanto, apenas de seu perfil de risco.

A fórmula a seguir determina a melhor aproximação do CAPM:

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

Equação 5: Custo do capital próprio

Onde,

K_e : Custo do capital próprio;

r_f : Taxa de juros livre de risco;

r_m : Retorno do mercado;

β : Coeficiente beta.

Ou seja, o retorno de um ativo com risco pertencente à carteira é calculado pela soma do retorno atual de um ativo livre de risco e o fator beta do ativo, multiplicado pelo prêmio de risco de mercado de ações, definido como a diferença entre o retorno histórico médio desta carteira e o retorno histórico do ativo livre de risco.

O modelo CAPM considera que as carteiras são formadas pela inclusão de ativos de forma que o risco individual de cada ativo não influencie diretamente no risco da carteira, mas que apenas sua contribuição a esse risco seja significativa. Esta contribuição ao risco da carteira é medida através do chamado coeficiente beta de cada ativo formador. A implicação imediata do CAPM é que os maiores retornos derivam de ativos que têm maiores níveis de risco sistêmico, medidos pelo coeficiente beta.

Na prática, a estimativa do beta de um ativo é usualmente feita através da regressão linear dos retornos do ativo em questão, contra os retornos de mercado num certo período de tempo. A inclinação da reta então encontrada é tomada como o coeficiente beta do ativo.

¹ *Risco sistêmico* é aquele que afeta grande número de ativos em maior ou menor grau. É também chamado de risco de mercado ou risco comum, pois está relacionado a eventos que podem afetar a economia de um país ou mesmo a economia mundial.

² *Risco não sistêmico* é aquele relacionado a eventos aleatórios que afetam um único ativo ou um pequeno grupo de ativos. É também chamado de específico ou idiossincrático por ser peculiar a determinada empresa, projeto ou pequenos grupos destes.

No caso de países ditos de economia emergente, como o Brasil, Damodaran (2006) e Koller, Goedhart e Wessels (2005) sugerem ainda acrescentar um prêmio adicional, entendido como a recompensa exigida pelos investidores “[...] pelos riscos e obstáculos extras ao desenvolvimento normal dos negócios, incluindo maior incerteza macroeconômica, mercados de capitais menos líquidos, controles de entrada e saída de capital, padrões de contabilidade e de transparência menos rigorosos e maiores níveis de ingerência política” (KOLLER, GOEDHART e WESSELS, 2005, p. 605, tradução do autor).

Desta forma, a equação do CAPM pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$K_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_p + r_c$$

Equação 6: Custo do capital próprio ajustado

Onde,

K_e : Custo de capital próprio;

r_f : Taxa de juros livre de risco;

r_m : Retorno do mercado;

β : Coeficiente beta;

r_p : Prêmio para o risco país;

r_c : Prêmio para o risco cambial.

Em retrospecto, há, pelo menos, alguma ironia em considerar que se afirmava indiscriminadamente que o mercado brasileiro era mais instável ou menos seguro do que o dos EUA, depois do *crash* das Bolsas norte-americanas em 2008, da insolvência de quase todo o sistema bancário deste país, do caso Bernie Madoff e do tratamento dispensado pelo governo norte-americano aos credores da Chrysler e da General Motors no contexto da concordata destas duas empresas, para citar apenas alguns exemplos recentes. Além disso, a expectativa de deterioração do equilíbrio fiscal norte-americano (o *Congressional Budget Office* estimou no começo de 2009 que, se as políticas atuais forem mantidas, a dívida pública federal dos EUA deve atingir 82% de seu Produto Interno Bruto já em 2019) se configura como uma fonte bastante séria de risco sistêmico.

Do ponto de vista empírico, Koedijk et al. (2002) constataram que a utilização *ad hoc* de prêmios por risco, não previstos na formulação original do CAPM, não necessariamente são válidos. Sanvincente (2004) realizou estudo semelhante para diversos mercados emergentes, incluindo o Brasil, e também apresenta evidências de que é suficiente considerar, no uso do CAPM, apenas o prêmio pelo risco de mercado de ações, não havendo nada que justifique a inclusão desses fatores adicionais.

Mesmo assim, o apelo aparentemente intuitivo desses termos adicionais e sua praticidade tornaram seu uso bastante difundido e aceito. No cálculo da taxa de desconto das concessionárias de distribuição de energia elétrica para o ciclo de revisão tarifária, por exemplo, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) optou por adicionar tanto o risco país quanto o risco cambial no cálculo do custo de capital próprio³ (Notas Técnicas nº 302/2006-SRE/ANEEL e nº 36/2007-SRE/ANEEL).

2.5 Avaliações Relativas

Na avaliação relativa, o objetivo é chegar ao valor de um ativo baseado no preço em que ativos semelhantes estão sendo negociados no mercado. É importante observar que existe uma diferença conceitual clara entre o modelo de fluxo de caixa descontado e a avaliação relativa. Com o fluxo de caixa descontado, estamos tentando estimar o valor intrínseco de um ativo, e para tanto nos baseamos na sua capacidade futura de geração de fluxos de caixa. Na avaliação relativa, fazemos um julgamento de quanto um ativo vale considerando o preço que o mercado está pagando por ativos semelhantes.

Em termos práticos, a avaliação relativa também tem outras duas características bastante relevantes.

Uma delas é servir como parâmetro para o valor obtido pelo método do fluxo de caixa descontado. O valor da empresa calculado através do método do fluxo de caixa descontado está muito maior do que o obtido através de múltiplos de mercado? Se sim, o que justifica este "prêmio"? Será que nossas estimativas não estão muito agressivas? A outra característica importante da avaliação relativa é que ela permite a comparação entre empresas diferentes: Por que determinada empresa está sendo negociada a um múltiplo maior do que sua concorrente? Por que a média de múltiplos das empresas do setor A é menor do que as do

³ A tarifa das concessionárias compreende duas parcelas. A parcela A corresponde aos custos não-gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão e encargos tarifários, sendo repassada diretamente aos consumidores; e a parcela B constitui a receita efetiva da concessionária, correspondendo aos custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais, depreciação e remuneração do capital. No que se refere à estimativa dos componentes da parcela B, de forma a evitar problemas relacionados à assimetria de informação, o regulador optou pelo método de “Empresa de Referência”, a partir de uma empresa atuando nas mesmas condições geográficas, climáticas e econômicas da concessionária em questão, são obtidos os valores considerados eficientes de custos operacionais, depreciação e base de remuneração. A remuneração do capital é resultado da aplicação do custo de capital para a atividade de distribuição no Brasil sobre o valor do investimento a ser remunerado, ou seja, a base de remuneração, e é igual para todas as concessionárias.

setor B? Ao buscarmos as respostas destas perguntas, que surgem naturalmente, estamos também aprofundando nosso conhecimento sobre a empresa analisada e sobre a dinâmica do setor em que ela atua.

Para calcularmos os múltiplos, que são a base da avaliação relativa, o primeiro passo é encontrar ativos semelhantes que são negociados no mercado. Apesar de o cálculo dos múltiplos das empresas comparáveis ser relativamente simples, o ponto crucial, e que muitas vezes é negligenciado, é a definição das empresas comparáveis. Diversas teorias foram criadas de forma a fundamentar a seleção de tal grupo de empresas, por exemplo, a escolha de empresas que tenham fluxos de caixa, potencial de crescimento e risco similares à empresa que está sendo avaliada. Entretanto, na prática, a seleção das empresas comparáveis é uma questão subjetiva, baseada no bom senso, mas sempre tendo em mente algumas características que se assemelhem às da empresa a ser avaliada.

Uma das maneiras mais intuitivas de pensar no valor de um ativo é como um múltiplo da sua capacidade de geração de lucro. Por isto, ao analisarmos uma empresa é muito comum calcularmos seu múltiplo preço por ação / lucro por ação. Esta relação pode ser estimada considerando tanto o lucro por ação do período mais recente (múltiplo corrente) quanto o lucro projetado para períodos futuros (múltiplo futuro).

Outra métrica bastante utilizada pelos analistas é o valor da empresa / lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização (EBITDA, sigla para o termo em inglês *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*). Assim como no caso do preço por ação / lucro por ação, esta relação admite tanto o EBITDA do período mais recente (múltiplo corrente) quanto o EBITDA projetado para períodos futuros (múltiplo futuro).

Para um potencial comprador da empresa, numa primeira análise poderíamos pensar que um múltiplo menor é sempre mais vantajoso do que um múltiplo maior (já que a empresa com um múltiplo menor está, comparativamente, mais barata do que a empresa com um múltiplo maior). Entretanto, estes múltiplos também são função do potencial de crescimento e do risco do negócio que está sendo adquirido.

Apesar de alguns múltiplos serem muito mais úteis e utilizados do que outros, evidentemente, nada impede que alguém “crie” um múltiplo novo. Numa situação como esta, o mais importante é manter a consistência entre o numerador e o denominador da relação: só é coerente estabelecer comparativos entre dimensões relativas aos acionistas com valores do demonstrativo financeiro que também sejam relacionados ao valor de que pertence aos

acionistas, assim como só é coerente estabelecer comparativos entre dimensões relativas à empresa como um todo (acionistas mais credores) com valores do demonstrativo financeiro relacionados com o valor da empresa como um todo.

Consideremos, por exemplo, o múltiplo valor de empresa / EBITDA. Um dos motivos pelo qual ele é tão utilizado pelos analistas de mercado é que, teoricamente, ele permite comparar o desempenho e as perspectivas de crescimento de duas empresas isolando a estrutura de capital de cada uma – em outras palavras, ele permite comparar apenas o desempenho e as perspectivas de crescimento operacional das empresas.

Para ilustrar este conceito importante, suponha que tenhamos duas empresas exatamente idênticas, a não ser pela estrutura de capital de cada uma (isto é, duas empresas com o mesmo valor de empresa, mas com valores para os acionistas e para os credores diferentes). Como, por definição, as despesas financeiras não são consideradas no cálculo do EBITDA, as duas empresas têm o mesmo EBITDA. Assim, o múltiplo valor da empresa / EBITDA também é igual para as duas, apesar de o perfil de endividamento ser diferente entre elas.

Por último, podemos acrescentar também o estudo de múltiplos específicos por setores, também conhecidos como múltiplos técnicos. Enquanto múltiplos como preço por ação / lucro por ação e valor da empresa / EBITDA podem ser calculados para qualquer empresa, existem algumas métricas que expressam a relação entre o valor da empresa e a quantidade de um produto em questão. Por exemplo:

- Energia Elétrica: Valor da empresa / MWh produzido (geradoras), valor da empresa / total de clientes (distribuidoras);
- Telecomunicações: Valor da empresa / número de assinantes, receita média por usuário, valor da empresa / km de linhas telefônicas (telefonia fixa);
- Siderurgia: Valor da empresa / volume de aço produzido.

Cabe ressaltar que a eficiência da utilização destes múltiplos setoriais é inversamente proporcional ao nível de diferenciação do setor. Por exemplo, no segmento de siderurgia a utilização de indicadores específicos por setor é bem mais aplicável quando estamos comparando empresas especializadas em placas (caso da CSN e Usiminas, que estão inseridas no estágio inicial do processo produtivo) relativamente ao caso de fabricantes de aços especiais (como a Acesita), nas quais a diferenciação entre produtos é bem maior. Da mesma forma, como o aço especial tem mais valor agregado do que uma placa ou uma bobina de aço, é esperado que uma tonelada de aço produzido pela Acesita seja mais “valiosa” do que uma

tonelada de aço produzida pela CSN – e, por este mesmo motivo, que o múltiplo valor da empresa / volume de aço produzido da Acesita seja maior do que da CSN e da Usiminas, considerando todo o resto constante.

3. CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Panorama Geral do Setor

Em 2008, a oferta interna de energia no Brasil foi de 252,2 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo), segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) 2009. As fontes internas de energia renovável atingiram 114,2 milhões de tep, um peso de 45% sobre o total. Essa participação é significativamente mais alta que a média mundial, de 13%, e maior ainda que a média dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), de pouco mais de 6%.

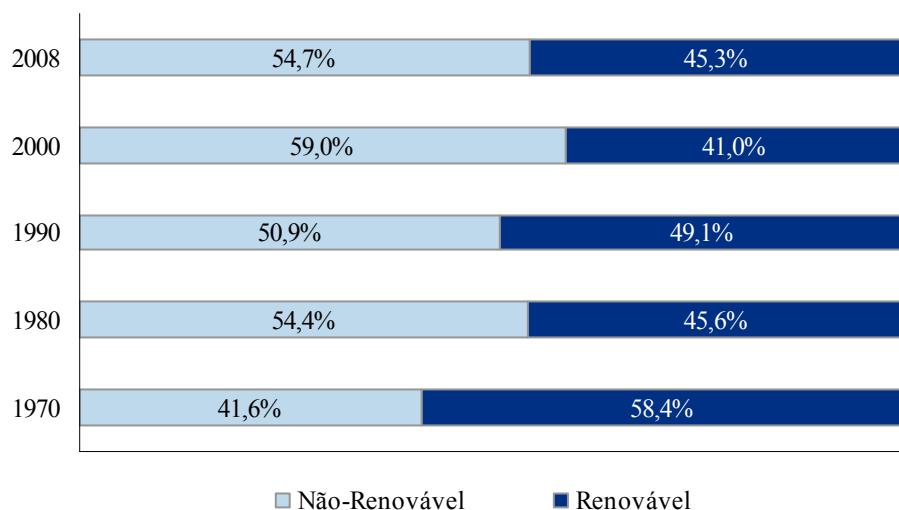


Gráfico 1 – Participação das fontes renováveis na oferta interna de energia
Fonte: EPE (2009, p. 13)

A participação das fontes de energia renovável no Brasil está distribuída em energia hidráulica e elétrica, com peso de 13,8% em 2008, produtos da cana-de-açúcar (16,4%), lenha e carvão vegetal (11,6%), e outras fontes renováveis (3,5%). Representando 55% da estrutura de oferta de energia do País, as fontes não-renováveis tiveram a seguinte distribuição: petróleo e derivados (36,7%), gás natural (10,3%), carvão mineral (6,2%), e urânio e derivados (1,5%).

	2008	2008
Energia Não-Renovável	54,7%	54,1%
Petróleo e Derivados	10,3%	9,3%
Gás Natural	6,2%	6,0%
Carvão Mineral e Derivados	1,5%	1,4%
Urânio e Derivados	1,5%	1,4%
Energia Renovável	45,3%	45,9%
Energia Hidráulica e Eletricidade	13,8%	14,9%
Lenha e Carvão Vegetal	11,6%	12,0%
Produtos de Cana-de-açúcar	16,4%	15,9%
Outras Renováveis	3,5%	3,2%

Tabela 1 – Participação por tipo de energia na oferta interna de energia

Fonte: EPE (2009, p. 18)

Já a oferta de energia elétrica atingiu 496,4 TWh em 2008, crescimento de 2,7% em relação ao ano anterior, quando chegou a 483,4 TWh, segundo dados do BEN 2009. Durante este período, a geração hidráulica foi responsável por 80,0% da oferta de energia elétrica no Brasil. O restante ficou distribuído em biomassa (5,3%), gás natural (6,6%), nuclear (3,1%), derivados do petróleo (3,3%), carvão (1,6%) e eólica (0,1%), além de energia importada (8,6%). Como comparação, as três principais fontes para geração de energia elétrica em 2008 nos EUA foram o carvão (48,5%), o gás natural (21,3%) e a nuclear (19,6%), e nos 27 países que compõem a União Européia foram a nuclear (27,8%), o gás natural (21,6%) e o carvão (18,0%).

Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Aneel, em dezembro de 2008 o Brasil possuía 2.063 empreendimentos geradores de energia elétrica, que somavam capacidade instalada de 103,6 mil MW. Deste parque gerador, destacavam-se as 159 usinas hidrelétricas (UHE), que acumulavam potência de 74,9 mil MW (72,3% do total), e as 1.241 usinas termelétricas (UTE) de diversas fontes (gás natural, derivados do petróleo, biomassa e carvão), que totalizavam capacidade de 23,5 mil MW (22,7% do total).

Entre as outras usinas geradoras estão 338 pequenas centrais hidrelétricas (PCH), 289 centrais geradoras hidrelétricas (CGH), 33 centrais eólicas (EOL), 2 usinas termonucleares (UTN), e 1 central geradora fotovoltaica (SOL) que, ao todo, têm potência de 5,2 mil MW.

Uma PCH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja superior a 1 MW e inferior a 30 MW. Além disto, a área do reservatório deve ser inferior a 3 km². Uma PCH típica normalmente opera a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização

do fluxo d'água. Além disto, em ocasiões de estiagem a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem da água pelo vertedor. Por este motivo, o custo da energia elétrica produzida pelas PCHs normalmente é maior do que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a diminuir a ociosidade ou os desperdícios de água. Entretanto, as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais e se prestam à geração descentralizada. Uma CGH é toda usina hidrelétrica de pequeno porte cuja capacidade instalada seja inferior a 1 MW.

A distribuição regional do parque gerador brasileiro, devido à predominância da fonte hidráulica, acompanha o perfil de concentração das grandes usinas hidrelétricas pelas principais bacias hidrográficas. No Brasil, a capacidade instalada se concentra nas bacias do rio Paraná, rio São Francisco e rio Tocantins.

Apesar de atrair cada vez mais investidores privados nacionais e estrangeiros, o segmento de geração ainda é fortemente marcado pela atuação de empresas estatais do governo federal, com destaque para o papel da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) e suas subsidiárias, e das companhias estaduais de energia. Entre as dez maiores geradoras do mercado, que respondem por cerca de 67,8% da capacidade instalada do País, sete são estatais.

A Eletrobrás, por meio de subsidiárias regionalizadas, opera no segmento de geração, transmissão e distribuição. Entre as suas grandes geradoras de energia destacam-se a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), a Furnas Centrais Elétricas (Furnas) e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), que são as três maiores do País pelo critério de potência instalada.

Além disto, a *holding* estatal também é controladora da Eletrosul Centrais Elétricas, da Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear), da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) e da Itaipu Binacional em regime de controle conjunto com a paraguaia Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

Ao todo, as subsidiárias da Eletrobrás somavam capacidade instalada de geração de energia elétrica de 39.402 MW, com participação de 38% do total do País. Eram 29 usinas hidrelétricas, 15 termelétricas e 2 usinas nucleares, além da metade da capacidade da usina de Itaipu, segundo dados da estatal do fim de 2008.

Alguns governos estaduais controlam empresas de energia que se destacam entre as líderes em geração. Esse é o caso da Companhia Energética de São Paulo (CESP), a quarta maior em capacidade instalada (7.456 MW ou 7,1% do total do Brasil), controlada pelo governo paulista; da mineira Cemig Geração e Transmissão, com potência instalada de 6.782 MW; e da Copel Geração e Transmissão, controlada pelo governo do Estado do Paraná.

A iniciativa privada detém participação de cerca de 28% da capacidade instalada no segmento de geração. Entre as grandes geradoras privadas cabe mencionar a Tractebel Energia, com parque gerador de 6.965 MW; a AES Tietê (2.651 MW); e a Duke Energy (2.299 MW), segundo dados do BIG da Aneel. No segmento também se destacam as operações de outros grupos energéticos, como a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), a Neoenergia, a Endesa e a Energias do Brasil (EDB).

Empresa	Potência Instalada (MW)	Usinas em Operação	Participação na Capacidade Total do País
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)	10.615	15	10,2%
Furnas Centrais Elétricas	9.456	12	9,6%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte)	9.256	11	8,9%
Companhia Energética de São Paulo (CESP)	7.456	6	7,1%
Itaipu Binacional	7.000	1	6,7%
Tractebel Energia	6.965	12	6,7%
Cemig Geração e Transmissão	6.782	46	6,6%
Petrobrás	4.832	23	4,9%
Copel Geração e Transmissão	4.544	17	4,7%
AES Tietê	2.651	10	2,5%

Tabela 2 – Os dez agentes de maior capacidade instalada no país

Fonte: Banco de Informações de Geração da Aneel (posição em dezembro de 2008)

3.2 Análise Histórico-Econômica

Os primeiros empreendimentos isolados sob controle privado para exploração econômica da eletricidade surgiram no Brasil nas duas últimas décadas do século XIX. A rápida expansão da demanda pelo novo serviço, para iluminação e para servir como força motriz em estabelecimentos industriais, levou ao surgimento de pequenas empresas, de âmbito local ou regionalmente restrito, cuja atuação se dava sob licença do município em que os serviços estavam localizados.

Como narra Cachapuz (2006), o desenvolvimento de centros urbanos de maior porte e dinamismo atraiu ao país, na virada do século XIX para XX, o grupo canadense que constituiu em 1899 a empresa São Paulo Tramway Light and Power Co., em 1904 a empresa Rio de Janeiro Tramway Light and Power Co. e em 1910 a São Paulo Electric Company Ltd. Em 1912 essas empresas passaram a ser controladas pela *holding* constituída no Canadá The Brazilian Traction Light and Power Co. Ltd. Em seu desenvolvimento, a área de atuação do grupo englobou o Rio de Janeiro, então capital do país, seguindo pelo Vale do Paraíba até São Paulo, estendendo-se para o litoral da região de Santos, porto de saída do café, e para o interior até Jundiaí, entroncamento ferroviário do interior para destino a Santos, e Sorocaba, importante centro fabril têxtil da época.

A American and Foreign Power Company – Amforp chegou ao Brasil na segunda metade da década de 1920, adquirindo diversas empresas que prestavam serviços de eletricidade em cidades do interior de São Paulo e em centros urbanos de maior expressão nas demais regiões do País.

O vigoroso movimento de concentração empreendido pela Light e Amforp na segunda metade dos anos 1920 determinou profundas alterações no quadro da indústria de energia elétrica no Brasil. Assim, em 1930, praticamente todas as áreas mais desenvolvidas do país e também aquelas que apresentavam maiores possibilidades de desenvolvimento, caíram sob o virtual monopólio das duas grandes empresas estrangeiras. (CACHAPUZ, 2006, p. 89)

Durante o Governo Constitucionalista de Getúlio Vargas, a regulação federal da indústria de eletricidade no Brasil foi finalmente implantada, com a aprovação do “Código de Águas” de 1934 (Decreto nº 24.643). A legislação federal sobre exploração do serviço de eletricidade visava dotar o país “de uma legislação adequada, que, de acordo com a tendência atual, permita ao poder público controlar e incentivar o aproveitamento industrial das águas” (BRASIL, 1980, p. 79). Seu ponto principal consistia na “ampliação do domínio público e do domínio federal sobre as águas e a regulamentação da indústria hidrelétrica” (BRASIL, 1980, p. 78).

O Código de Águas considerava as forças hidráulicas propriedade federal, condicionava sua exploração à aprovação federal (Poder Concedente) e trazia uma regulamentação bastante rígida quanto às empresas prestadoras do serviço. Como método de regulação econômica, o Código adotou o princípio do “serviço pelo custo”, já adotado então amplamente nos EUA, em que tarifas são fixadas de modo a permitir ao prestador do serviço integral resarcimento do custo incorrido para a prestação do serviço (incluídos no custo a depreciação, mais o lucro,

ou remuneração do capital líquido aplicado, calculada à taxa anual de 10%, arbitrada pelo Estado, Poder Concedente).

A insuficiência de investimentos na expansão da geração (face ao vigoroso crescimento da demanda de energia elétrica decorrente da urbanização e do crescimento industrial) e a percepção do caráter estratégico da indústria de eletricidade para o desenvolvimento (que em vários países levou à penetração direta do Estado na atividade pós-2^a. Guerra Mundial⁴) fomentaram, a partir de meados dos anos 40 e ao longo dos anos 50 o surgimento de empresas estatais federais (Chesf, Furnas) e estaduais (Cemig em Minas Gerais; CEEE no Rio Grande do Sul; Copel no Paraná; Celusa, Cherp, Uselpa e Belsa em São Paulo, dando origem à CESP em 1966), que passam a investir na geração de eletricidade e ganham importância crescente como agentes setoriais.

A importância atribuída à expansão da eletricidade tornou-se evidente na segunda metade dos anos 50, como um dos pilares do Plano de Metas do governo de Juscelino, que assentou as bases da “industrialização pesada” brasileira: “Sem dúvida, mais do que em qualquer outra atividade de base, é na expansão do suprimento de energia elétrica que repousa a superação do subdesenvolvimento nacional”. (OLIVEIRA, 1955, p. 71).

A instituição em 1954, no final do 2º. Governo Vargas, do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), constituído com recursos do então criado Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) e recursos do Tesouro, e gerido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), deu forte impulso ao financiamento setorial. Os recursos do IUEE eram divididos entre a União (40%), Estados e Municípios (60%) e convertidos em subscrição de capital das empresas concessionárias; além disso, os estados passaram a destinar também recursos adicionais para financiar suas empresas e os Planos Estaduais de Eletrificação.

Enquanto isto, no início dos anos 60 o grupo norte-americano Amforp decide deixar o país, após conflitos no Rio Grande do Sul e a encampação de uma empresa de sua propriedade pelo governo desse Estado. A venda das empresas da Amforp foi concluída durante o governo João Goulart, ficando sob controle da empresa federal Eletrobrás, constituída efetivamente em 1962 para fomentar a geração de energia elétrica e gerir os recursos financeiros setoriais, que assumiu também o papel de *holding* das empresas estatais federais. A aquisição ampliou a

⁴ Na Europa, ocorreu estatização na França, Inglaterra e Itália. Nos EUA, a regulamentação estatal cresceu fortemente durante a década de 30, mas sem estatização.

participação estatal na indústria de eletricidade, que já vinha crescendo em razão do seu elevado volume de investimentos.

O quadro favorável vivido pelo setor elétrico alterou-se gradualmente, a partir da segunda metade dos anos 70. A contenção de reajustes tarifários para combater a inflação em aceleração após o término da fase de auge econômico, somada à desaceleração do crescimento da economia brasileira e à degradação da correção monetária usada para atualizar o valor dos ativos integrantes da base de cálculo da remuneração das empresas, coincidem com um período em que os investimentos do setor elétrico foram fortemente intensificados para atender as ambiciosas metas de expansão do II PND e favorecer a substituição de energéticos na segunda metade dos 70, devido ao choque do petróleo. Para compor os recursos necessários para financiar seus investimentos, as empresas passaram então a recorrer, de modo crescente, aos empréstimos e financiamentos do Exterior.

No final de 1978, desinteressado em permanecer na atividade, o grupo controlador da Light (então a maior concessionária do País sob controle privado) concretiza negociações com o governo federal para venda de suas empresas, que são transferidas à Eletrobrás. Completava-se desse modo a praticamente total estatização do setor elétrico brasileiro; sob controle privado só restaram as pequenas empresas que, em seu conjunto, não iam além de 4% das vendas de energia elétrica no País.

Em fins de 1979, o desequilíbrio no balanço de pagamentos do País, agravado pelo segundo choque do petróleo, levou os gestores da política econômica à decisão de promover uma desvalorização cambial de 30% (a inflação anual beirava então os 80%), com o objetivo de estimular as exportações e gerar superávits comerciais para pagamento dos juros e atender ao serviço da dívida. A desvalorização cambial teve impacto direto e imediato sobre as empresas endividadas em moeda estrangeira, dentre as quais despontavam as maiores empresas estatais do setor elétrico, e amplificou o valor em moeda nacional das dívidas contraídas em moeda estrangeira e os desembolsos de juros.

Para conter as repercuções da desvalorização cambial em uma economia fortemente indexada, a correção monetária foi pré-fixada em 50% para o ano de 1980, bem abaixo da inflação corrente. A degradação da correção monetária, fixada muito abaixo da inflação, afetou a correção dos ativos e a base de remuneração, enquanto a contenção tarifária era mantida para atenuar a explosão inflacionária.

Como descreve Cruz (1998), um dos traços mais característicos do processo de endividamento externo da economia brasileira no decorrer das décadas de 70 e 80 foi a crescente participação das empresas estatais nas tomadas diretas realizadas junto ao sistema financeiro internacional, processo que o autor chama de “estatização da dívida externa”. O crescimento das captações públicas foi uma das consequências da política de progressivas restrições à obtenção de recursos internos, próprios e de terceiros, que fez com que a continuidade dos programas de investimento das grandes empresas estatais só se viabilizasse mediante recursos obtidos junto ao sistema financeiro internacional.

Em primeiro lugar, é posta em prática, a partir de 1975, e mais intensivamente em 1976, uma política de preços e tarifas de bens e serviços públicos nitidamente contencionista, com reajustes inferiores às variações observadas nos índices gerais de preços. [...] Em segundo lugar, e ainda a pretexto de contenção do gasto público e de combate à inflação, as autoridades governamentais passaram a impor progressivo achatamento no volume de recursos orçamentários repassados tanto a outras esferas governamentais como às empresas públicas. Em terceiro lugar, tornaram-se maiores as restrições de captação de recursos por parte das empresas estatais junto ao sistema financeiro doméstico, público e privado. Face a tais condições, a execução dos programas de inversão das empresas públicas só se viabilizou mediante recurso crescente ao sistema financeiro privado internacional. (CRUZ, 1998, p. 102)

Ao mesmo tempo, como a remuneração assegurada legal mínima de 10% não era obtida pelas empresas do setor elétrico, as insuficiências de remuneração eram registradas a crédito das empresas na Conta de Resultados a Compensar (CRC), cujo saldo integrava a base de cálculo da remuneração, juntamente com os investimentos realizados no ativo imobilizado, gerando um crescimento progressivo dos valores devidos, em paralelo à crise de recursos de caixa.

Em 1987 uma nova busca de alternativas para recuperar a situação de normalidade de funcionamento do setor elétrico levou a Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise), criado pelo Ministério de Minas e Energia, cujos trabalhos foram realizados ao longo de 1988, com:

[...] debates sobre a reforma da legislação dos serviços públicos de eletricidade e do modelo de organização setorial, baseado no controle quase absoluto das atividades de geração, transmissão e distribuição por concessionárias federais e estaduais [...] O programa mobilizou dirigentes e profissionais graduados das empresas de energia elétrica, do DNAEE e de outros órgãos governamentais, além de representantes de entidades privadas, sendo encerrado sem resultados práticos em 1989. (CACHAPUZ, 2006, p. 476-477)

Nas suas propostas, em contraste com o então absoluto predomínio estatal no setor elétrico, figurou a maior atração de capitais privados, vista por alguns como meio de se obter recursos para o setor e garantia contra a contenção tarifária observada por tantos anos. A questão de abertura do setor aos capitais privados aparece aqui explicitamente, visando permitir a retomada dos investimentos e criar uma “blindagem” do setor elétrico estatal contra as

diversas interferências do governo vistas como danosas – contenção tarifária para combate à inflação, antecipação de projetos sem respeito ao mérito técnico-econômico e busca de empréstimos e financiamentos no Exterior para gerar divisas necessárias à balança de pagamentos, por exemplo.

Em 12 de abril de 1990, três meses após a posse da nova administração federal (governo Collor de Mello) a diretriz geral de privatização de empresas estatais foi reafirmada pela criação do Programa Nacional de Desestatização (PND), implementado pela Lei nº 8.031/90. Os “objetivos fundamentais” do PND eram assim declarados em seu artigo 1º:

- I - reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades indevidamente exploradas pelo setor público;
- II - contribuir para a redução da dívida pública, concorrendo para o saneamento das finanças do setor público;
- III - permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada;
- IV - contribuir para modernização do parque industrial do País, ampliando sua competitividade e reforçando a capacidade empresarial nos diversos setores da economia;
- V - permitir que a administração pública concentre seus esforços nas atividades em que a presença do Estado seja fundamental para a consecução das prioridades nacionais;
- VI - contribuir para o fortalecimento do mercado de capitais, através do acréscimo da oferta de valores mobiliários e da democratização da propriedade do capital das empresas que integrarem o Programa. (BRASIL, 1990, p. 1)

Além de a nova legislação almejar diretamente a privatização, os objetivos previstos em seus incisos I (reordenação da posição estratégica do Estado) e V (concentração de esforços do Estado em atividades onde seja fundamental) são diretamente voltados à pretendida reorientação do papel do Estado; o inciso II vincula-se ao “equilíbrio fiscal” e o inciso VI à atração de investidores e capitais privados. Quanto ao inciso III (retomada dos investimentos), convém recordar que as dificuldades de investir das empresas estatais eram, em grande medida, decorrente da crise financeira que as afetava em consequência da contenção de preços e tarifas, do elevado endividamento externo e os efeitos das desvalorizações cambiais, e do bloqueio de seu acesso ao crédito em bancos oficiais, assim como de limitações trazidas pelos programas de ajustamento externo, em que investimentos eram incluídos na contabilização do déficit público. Já no que se refere aos efeitos da falta de investimentos sobre a modernização e competitividade (inciso IV) vale ressaltar que os preços de insumos e serviços prestados pelas empresas estatais haviam se degradado por força de muitos anos de política de contenção inflacionária, o que favorecia os usuários; a privatização acabou

exigindo reajustes de preços e tarifas de empresas antes sob controle estatal, para o re-equilíbrio financeiro e para assegurar retorno atrativo para os investidores privados.

O artigo 2º explicitava que além das empresas “[...] criadas pelo setor privado e que, por qualquer motivo, passaram ao controle, direto ou indireto, da União” (BRASIL, 1990, p. 1) (que até então haviam sido o principal objeto de privatização – ou “re-privatização”), a desestatização agora compreendia as empresas “[...] controladas direta ou indiretamente pela União e instituídas por lei ou ato do Poder Executivo” (BRASIL, 1990, p. 1).

O artigo 7º estendia a desestatização às empresas prestadoras de serviços públicos, com delegação da concessão ou permissão do serviço pelo Poder Público (como é o caso das empresas do setor de energia elétrica).

O BNDES foi designado gestor do Fundo Nacional de Desestatização (FND), com papel de destaque e atuação intensa na condução do processo de privatização pelos dez anos seguintes; o setor elétrico foi apenas um dentre os vários setores incluídos na política de desestatização⁵.

A idéia da privatização dos serviços de energia elétrica ganhou força no governo Fernando Collor, ao mesmo tempo em que a crise institucional e financeira do setor atingia seu ponto máximo de tensão. Tolhido pelo fracasso de seu programa de estabilização econômica, o governo Collor não conseguiu deter o processo generalizado de inadimplência setorial deflagrado no final de 1990, quando as concessionárias estaduais voltaram a atrasar o pagamento de energia suprida pelas federais. A contenção tarifária foi um dos fatores determinantes da crise de inadimplência que provocou a quebra dos compromissos financeiros relacionados à troca de energia entre Itaipu, supridoras e distribuidoras. O aumento das tarifas em março de 1990 permitiu uma discreta melhoria da situação financeira das empresas de energia elétrica, anulada pelo recrudescimento da inflação no segundo semestre. Em 1991, o desequilíbrio do setor tornou-se mais acentuado em virtude da maxidesvalorização e da escalada inflacionária. A tarifa média ao longo do ano situou-se em torno de 47 dólares por MWh, abaixo do nível mínimo para garantir a cobertura dos custos das empresas, seus programas de investimento e compromissos de pagamento da dívida externa. (CACHAPUZ, 2006, p. 477-478)

Em 1992,

[...] já em meio à crise do *impeachment*, o governo anunciou o propósito de promover a privatização das empresas federais de energia elétrica, incluindo a Escelsa e a *Light* no Programa Nacional de Desestatização. (CACHAPUZ, 2006, p. 479-480)

Ao longo de 1992 a situação financeira das empresas do setor elétrico agravou-se dramaticamente, chegando a um ponto crítico: a inadimplência generalizada e o atraso dos pagamentos e suspensão dos recolhimentos compreendiam tanto as obrigações intra-setoriais (encargos setoriais como Reserva Global de Reversão (RGR), pagamento do suprimento de

⁵ Os outros setores envolvidos foram: siderurgia, química e petroquímica, fertilizantes, mineração, transporte ferroviário, telecomunicações e portos.

energia às geradoras federais e Itaipu) como extra-setoriais (pagamento do serviço da dívida externa etc.).

A solução encontrada pelo governo para solucionar o problema financeiro do setor elétrico foi a Lei nº 8.631/93, reconhecendo os créditos registrados na Conta de Resultados a Compensar (CRC) das empresas concessionárias, que computava os valores referentes à insuficiência de remuneração que vinham se acumulando especialmente a partir dos anos 80, e permitindo a sua utilização na compensação dos débitos intra-setoriais e extra-setoriais para liquidação das dívidas pendentes. Assim, promoveu-se o ajuste patrimonial e o alívio financeiro das empresas de eletricidade.

Outras mudanças importantes também foram promovidas na regulação econômica do setor elétrico brasileiro pela Lei nº 8.631/93. Uma delas foi acabar com o regime de remuneração garantida vigente até então, pelo qual insuficiências de remuneração – ou seja, diferenças entre a remuneração real obtida sobre os ativos (o Investimento Remunerável) e a remuneração legal, calculada com base na taxa de remuneração de 10% ao ano, legalmente assegurada – eram registradas em uma conta especial (Conta de Resultados a Compensar (CRC)), com direito a futura compensação.

Assim, a Lei nº 8.631/93 promoveu o saneamento financeiro do setor elétrico, e possibilitou a recuperação das empresas, após a compensação de débitos pendentes e liquidação das dívidas e inadimplimentos, com a utilização dos volumosos saldos credores da CRC, originados de insuficiências de remuneração acumuladas ao longo de 15 anos (desde 1978 a taxa real de remuneração setorial ficara abaixo da taxa mínima legalmente assegurada).

Se, após o encontro de contas e acertos de inadimplências, razões microeconômicas fundadas na crítica situação financeira anterior das empresas não mais estavam presentes como justificativas para a privatização, outras razões maiores continuavam a existir, inclusive de natureza macroeconômica: pressões pelo equilíbrio fiscal e atração de recursos externos (ajuste do balanço de pagamentos). Resolvida a grave crise financeira setorial, e re-equilibradas as empresas, essas razões constituíram então os fundamentos para a decisão de privatização: interesse na arrecadação de recursos fiscais proveniente da venda das empresas e a adaptação às recomendações de políticas de “ajustamento estrutural” feitas pelas instituições financeiras internacionais.

A urgência que foi conferida à privatização nos diversos países não é casual, para o ex-vice presidente e ex-economista-chefe do Banco Mundial, Joseph Stiglitz:

O Fundo Monetário Internacional argumenta que é muito mais importante privatizar rapidamente; questões de concorrência e regulamentação podem ser tratadas mais tarde. Mas o perigo aqui é que uma vez que um interesse real tenha sido criado, ele passe a contar com o incentivo e os recursos financeiros para manter sua posição como monopólio, passando por cima da regulamentação e da concorrência e distorcendo, no percurso, o processo político. Existe um motivo natural para que o Fundo tenha se interessado menos pela concorrência e pela regulamentação do que deveria. A privatização de um monopólio sem regulamentação, além de poder gerar mais receita para o governo, permite ao FMI focar muito mais nas questões macroeconômicas, como o tamanho do déficit do governo, do que nas questões estruturais, como a eficiência e a competitividade do setor. (STIGLITZ, 2002, p. 56, tradução do autor)

A privatização da pequena distribuidora federal Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa) inaugurou em julho de 1995 a privatização de empresas do setor elétrico. Em novembro de 1995 foi dado um impulso adicional para as privatizações estaduais, com a aprovação pelo Conselho Monetário Nacional do Programa de Apoio à Reestruturação e ao Ajuste Fiscal de Estados, que permitia refinanciamento das dívidas estaduais, com prazos e juros atraentes para os novos governadores, que haviam assumido o poder num contexto de endividamento elevado e graves dificuldades financeiras dos Estados. Como condição de acesso ao refinanciamento, os Estados deviam assumir junto ao governo federal um compromisso de ajuste que incluía, entre outras medidas, a privatização de empresas estatais sob seu controle.

Como observou Lopreato (2000):

A questão inicial a ser entendida neste processo é o poder inusitado da esfera federal de ditar as diretrizes de renegociação das dívidas. A evolução do estoque das dívidas, a perda do poder de ajustar as contas públicas com o fim da inflação e a redução do potencial de arrecadação fiscal deixaram os estados enfraquecidos para fazer frente às propostas do programa federal. A correlação de forças e o quadro de crise deixaram poucas opções aos estados senão acatarem as regras do programa porque fora dele era certa a situação de inviabilidade financeira. [...] O caráter da renegociação da dívida estadual só pode ser entendido quando se discute seu papel como instrumento de transformação do Estado. O objetivo não é apenas o de controlar o endividamento, mas reestruturar o setor público e garantir maior presença do setor privado. (LOPREATO, 2000, p. 27 e 33)

A privatização das distribuidoras federais teve continuidade em maio de 1996 com a venda da Light, a outra distribuidora sob controle do grupo Eletrobrás.

Para impulso adicional à privatização foi criado no âmbito do BNDES (gestor do Programa Nacional de Desestatização) o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE), que antecipava recursos aos estados, sob garantia das ações das empresas estatais estaduais a serem privatizadas. Ainda em 1996 foi privatizada a distribuidora estadual fluminense CERJ (hoje Ampla), seguindo-se um vigoroso impulso no movimento de privatizações, com a venda de 8 distribuidoras sob controle estadual em 1997 (a Coelba, 2 empresas cindidas da gaúcha

CEEE, depois denominadas RGE e AES-SUL, CPFL, Enersul, Cemar, Energipe e Cosern), e 5 distribuidoras em 1998 (Coelce, Eletropaulo e sua cindida Bandeirante, Celpa e Elektro, cindida da CESP).

Como sintetizou Pires (2000):

[...] além de privatizar as distribuidoras federais – Light e Escelsa – o governo procurou estimular a venda das distribuidoras estaduais criando o Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (Pepe), pelo qual o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados por conta do que seria obtido nos leilões, após a aprovação do plano de privatização pelas Assembléias Legislativas Estaduais. Como resultado desses estímulos, até fevereiro/2000 cerca de 65% do mercado nacional de distribuição já haviam sido transferidos para a iniciativa privada, com participação expressiva de grupos norte-americanos e europeus. (PIRES, 2000, p. 15)

Em 2000 as privatizações de distribuidoras foram concluídas com a venda da S.A. de Eletrificação da Paraíba (Saelpa), adquirida pelo grupo brasileiro Cataguazes-Leopoldina, e da Companhia Energética do Maranhão (Cemar), vendida à norte-americana Pennsylvania Power & Light, e posteriormente adquirida pelo fundo de investimentos brasileiro GP Investimentos.

A privatização das geradoras, iniciada em 1996 por Cachoeira Dourada S.A. (cisão da concessionária estadual CELG, de Goiás), foi seguida em 1998 pela federal Gerasul (cisão da Eletrosul, que de geradora federal regional se manteve na função de transmissão); em 1999 pela CESP Paranapanema (depois Duke Energy) e CESP Tietê (depois AES Tietê) – surgidas da cisão da maior geradora do país à época, a estadual CESP (que manteve a geração do rio Paraná). A Cemig, concessionária estadual verticalizada (geração, transmissão e distribuição) de Minas Gerais, embora não privatizada teve 1/3 das ações ordinárias vendidas em 1997 por um grupo formado pelo Banco Opportunity, Southern Electric Brasil Participações e AES Corporation (EUA); a também verticalizada Copel (Paraná) teve sua alienação aprovada na Assembléia Legislativa, mas não foi privatizada.

A seqüência da privatização, com a venda das distribuidoras antes das grandes geradoras federais, foi à época justificada pelo governo federal como necessária para assegurar o interesse de investidores na privatização da geração, pois assim se eliminavam receios de eventual inadimplência das distribuidoras estaduais, como a ocorrida no início dos anos 90.

Empresa	Data da Venda	Principais Acionistas	Preço (R\$ Milhões)
<u>Distribuição S/SE/CO</u>			
Escelsa / ES	12/07/95	Iven (Brasil) GTD (Brasil)	R\$ 385,00
Light / RJ	21/05/96	EDF (França) AES (EUA) Houston (EUA)	R\$ 2.230,00
CERJ (Ampla)	20/11/96	Endesa (Chile) Chilectra (Chile) Endesa (Espanha) EDP (Portugal)	R\$ 605,30
RGE / RS	21/10/97	VBC (Brasil) CEA (EUA)	R\$ 1.635,00
AES Sul / RS	21/10/97	AES (EUA)	R\$ 1.510,00
CPFL / SP	01/11/97	VBC (Brasil) Bonaire (Brasil)	R\$ 3.015,00
Enersul / MS	19/11/97	Iven (Brasil) GTD (Brasil)	R\$ 625,60
Cemat / MT	27/11/97	Grupo Rede (Brasil)	R\$ 391,50
Eletropaulo	15/04/98	EDF (França) AES (EUA) Houston (EUA)	R\$ 2.026,00
Elektro / SP	16/07/98	Enron (EUA)	R\$ 1.479,00
Bandeirante	17/09/98	VBC (Brasil) Bonaire (Brasil) EDP (Portugal)	R\$ 1.014,00
<u>Distribuição N/NE</u>			
Coelba / BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	R\$ 1.730,90
Energipe / SE	01/12/97	Cataguases (Brasil) CMS (EUA)	R\$ 577,10
Cosern / SE	01/12/97	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	R\$ 676,40
Coelce / CE	02/04/98	Endesa (Chile) Chilectra (Chile) Endesa (Espanha) EDP (Portugal)	R\$ 867,70
Celpa / PA	01/07/98	Grupo Rede (Brasil)	R\$ 450,30
Celpe / PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	R\$ 1.780,0
<u>Geração</u>			
Cachoeira Dourada / GO	05/09/96	Endesa (Chile)	R\$ 779,80
Gerasul / SC	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	R\$ 945,70
Paranapanema / SP	28/07/99	Duke Energy (EUA)	R\$ 1.239,00
Tietê / SP	27/10/99	AES (EUA)	R\$ 938,07

Tabela 3 – Processo de privatização do setor elétrico brasileiro (1995-2000)

Fonte: Pires (2000, p. 16)

Em 1995, passos importantes foram dados na legislação para a reforma do setor elétrico: em 13 de fevereiro foi editada a Lei nº 8.987/95, conhecida como a “Lei das Concessões” que “dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências” (BRASIL, 1995a, p. 1). Em 7 de julho de 1995 foi editada a Lei nº 9.074/95 que “estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos” (BRASIL, 1995b, p. 1) e apresentava novas regras e conceitos referentes aos serviços de energia elétrica.

A Lei nº 8.987/95 tratou de concessões em geral; conceituou o “serviço adequado” (cap. II), definiu “direitos e obrigações dos usuários”(cap. III), qualificou a questão de que toda concessão de serviço público deve ser objeto de prévia licitação (cap. V), prevendo os critérios de menor preço para prestação do serviço ou maior pagamento pela concessão; definiu as responsabilidades ou “encargos do Poder Concedente” (cap. VII) e os “encargos da concessionária” (cap. VIII), além de tratar da “intervenção” (cap. IX) e da “extinção da concessão” (cap. X), e também do regime “das permissões” (cap. XI). No capítulo IV, ao tratar da questão da “Política Tarifária”, entre outras coisas previu como seria estabelecida a tarifa, e sua preservação pelos mecanismos contratuais da revisão; a obrigação de compensar eventual variação de impostos por meio de revisão de tarifas, o conceito de equilíbrio econômico-financeiro a ser restabelecido e a questão de utilização das receitas adicionais obtidas para a modicidade tarifária.

A Lei nº 9.074/95 estabeleceu “normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos” e tratou, mais especificamente, de concessões, permissões e autorizações para os serviços de energia elétrica, criando a figura do “Produtor Independente de Energia Elétrica”, definindo as condições para o enquadramento de consumidores como “Consumidor Livre” e a possibilidade de livre escolha do fornecedor de energia, além de tratar das “instalações de transmissão” e dos “consórcios de geração”. A Lei nº. 9.074/95 previu também a possibilidade de nova concessão, ou prorrogação das concessões existentes, de modo que as empresas concessionárias estatais pudessem ter suas concessões renovadas para a seguir serem desestatizadas, além de definir outros aspectos importantes e pertinentes ao processo de privatização, como a utilização da modalidade de leilão para a venda e a obrigatoriedade das cláusulas essenciais nos contratos de concessão, inclusive referente às tarifas.

A previsão legal de prorrogação das concessões existentes teve um importante papel ao permitir a privatização de uma empresa estatal logo após a renovação da concessão: a já

mencionada privatização da distribuidora Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (Escelsa), do grupo Eletrobrás, ocorreu em julho de 1995 poucos dias após a aprovação da Lei nº 9.074/95. Na seqüência foi privatizada em maio de 1996 a também distribuidora Light, do grupo federal Eletrobrás e a distribuidora estadual CERJ (hoje Ampla) em novembro do mesmo ano.

A legislação setorial básica teve continuidade com a Lei nº 9.427/96, editada em dezembro de 1996, que “institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), disciplina o regime econômico das concessões de energia elétrica e dá outras providências” (BRASIL, 1996, p. 1).

A criação da agência reguladora teve a finalidade de estabelecer, como ocorreu em outros países, um regulador teoricamente não sujeito às pressões de interesses políticos, que poderia exercer suas funções de modo independente, podendo assegurar a estabilidade do marco regulatório e criar assim condições favoráveis para a atração de investidores privados para o setor elétrico. Por não ser objeto de “injunção política” do governo – ou melhor, dos sucessivos governos durante os quais permanece válida a concessão para prestação do serviço – o regulador independente, técnico, daria maior segurança, visibilidade e previsibilidade de longo prazo, para investidores interessados em trazer capitais a um setor cujo prazo de retorno é longo (em torno de 30 anos de concessão), atravessando, portanto, diversos governos.

Em paralelo aos ajustes da legislação e definições da regulação econômica para privatização, a discussão sobre a reforma setorial era desenvolvida no âmbito da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia. Por meio de licitação internacional foram contratados os serviços de consultoria do consórcio liderado pela firma inglesa Coopers & Lybrand, que já havia participado do processo de reestruturação, privatização e liberalização do mercado de energia no Reino Unido, no começo da década de 90.

Em meados de 1996 o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás selecionaram um Consórcio para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. O objetivo desta reforma é, acima de tudo, permitir ao governo concentrar-se sobre suas funções políticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade sobre operação e investimento ao setor privado. (COOPERS & LYBRAND, 1997, p. 1)

Ao longo dos dois anos seguintes, de agosto de 1996 a meados de 1998, os trabalhos da consultoria foram desenvolvidos com envolvimento de dezenas de técnicos e dirigentes do setor no Projeto RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro). O resultado destes trabalhos desdobrou-se em diversas medidas e regulações; vários desses desdobramentos refletiram-se na Lei nº 9.648/98, de maio de 1998, que dentre outros:

- Estabeleceu que “passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionárias, permissionárias e autorizadas” cabendo à Aneel “estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionárias e autorizadas para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais” (BRASIL, 1998a, p. 9);
- Estabeleceu que “as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia (MAE), instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados”, sendo que “a compra e venda de energia que não for objeto de contrato bilateral será realizada a preços determinados conforme as regras do Acordo de Mercado” (BRASIL, 1998a, p. 11);
- Estabeleceu que “as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, serão executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)” (BRASIL, 1998a, p. 11), fixando as suas diversas atribuições; e
- Atribuiu ao Poder Concedente a responsabilidade de “estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização inicial do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e implementar os procedimentos necessários ao seu funcionamento” (BRASIL, 1998a, p. 11).

Completada a legislação e instaladas as instituições do novo modelo de funcionamento do setor elétrico – a agência reguladora independente (Aneel), o operador do sistema elétrico (ONS) e o mercado atacadista de energia (MAE) – restara para ser equacionada a questão da expansão da oferta de energia, no ambiente de livre contratação.

Em maio de 1999, a Portaria nº 150 do Ministério de Minas e Energia criou o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), com a atribuição de coordenar a elaboração do planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros, de caráter indicativo para a geração, em contraste com a situação de planejamento determinativo até então vigente, que atribuía essa responsabilidade diretamente a uma das empresas geradoras estatais. Em outras palavras, se antes as empresas estatais federais e estaduais dividiam as responsabilidades pela execução das obras de expansão planejadas, agora as decisões de investir dependeriam de respostas de agentes que devem estar convencidos de que os riscos são suportáveis e compensados pelas perspectivas de retorno, ou não os assumirão.

Apesar de indicar corretamente as dificuldades da transição para o planejamento “indicativo” em um ambiente de mercado, é importante notar como este ajuste, de fato indispensável, só começa a ser executado pelo governo federal em meados de 1999, ao passo que o novo contexto institucional do setor elétrico brasileiro já estava sendo discutido desde meados de 1996.

Enquanto isto, já em dezembro de 1998, uma Nota Técnica da Secretaria de Energia do Ministério de Minas e Energia demonstra preocupação com a expansão da capacidade de geração. A Nota Técnica, intitulada “RE-SEB II: Implantação da Reestruturação do Setor Elétrico – Desafios” fazia, inicialmente, um histórico do quadro encontrado pelo governo ao assumir, destacando que a situação era:

[...] particularmente crítica no setor elétrico, onde se acumulavam sérios desajustes e problemas, entre outros (i) de 1991 a 1994 os acréscimos anuais médios de capacidade de geração se limitavam a 1.080 MW/ano, contra uma necessidade de 1.500 MW/ano; (ii) o risco de déficit evoluíra para até 15%, quando o risco máximo recomendado seria de 5%; (iii) várias concessionárias se encontravam praticamente falidas e as inadimplências intra-setoriais se aproximavam dos US\$ 4 bilhões; (iv) 23 grandes projetos paralisados, totalizando mais de 10.000 MW; e (v) graves restrições de transmissão. (BRASIL, 1998b, p. 2)

Após citar várias alterações decorrentes do encaminhamento de leis e emendas referentes ao setor de energia elétrica, petróleo e gás, o documento comenta que o “esforço legislativo permitiu estabelecer as bases de abertura do setor de energia para investimentos privados, visando substituir o Estado nos investimentos que se fazem necessários” (BRASIL, 1998b, p. 3).

Ao tratar das medidas encaminhadas, destaca que:

[...] o problema mais complexo e desafiante era o do setor elétrico, cujos eventuais déficits de suprimento não poderiam ser compensados por importações emergenciais, ensejando inevitáveis racionamentos”, e explicita, dentre os quatro grupos de atividades que tiveram de ser desenvolvidas no setor elétrico: “2º) promover a expansão do sistema para reduzir o risco de déficit e atender o forte crescimento da demanda deflagrada pelo Plano Real; remover os gargalos regionais, iniciando o processo de licitação de novos projetos de geração, viabilizando a retomada de investimentos paralisados; promover intercâmbios energéticos; e viabilizar novos investimentos no sistema de geração. (BRASIL, 1998b, p. 3-4)

O documento ainda adverte que “após a concepção do novo modelo de mercado (...) é natural que se estabeleça um interregno passageiro até que a fase de implementação e detalhamento encontre sua própria dinâmica” (BRASIL, 1998b, p. 4); caracterizando-se esse interregno por “carregar uma série de indefinições que, se não forem rapidamente enfocadas e resolvidas, podem comprometer a expansão da capacidade do sistema, aumentando novamente os riscos de déficits futuros no suprimento” (BRASIL, 1998b, p. 5).

De fato, como as boas chuvas do início de 2000 não voltaram a ocorrer no início de 2001, a implantação do racionamento tornou-se imperativa. O racionamento, inevitável face à dramática situação de esvaziamento dos reservatórios das usinas, foi anunciado em entrevista coletiva em 11 de maio de 2001 fixando-se sua data de início para 1º de junho de 2001.

Em 15 de maio, por meio de Medida Provisória, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, “com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica” (BRASIL, 2001, p. 1).

Também em 22 de maio, e antes mesmo do início do racionamento, foi criada por meio de decreto presidencial a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, com o objetivo de avaliar a política de produção energética, bem como identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

Divulgado em julho de 2001, o Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica apresentava respostas às questões colocadas para sua investigação, dentre elas, quais foram os fatores físicos e regulatórios que levaram à crise de suprimento de energia elétrica e em que proporção cada fator contribuiu para sua severidade. Dentre outros pontos, o relatório concluiu que:

A hidrologia desfavorável precipitou uma crise que só poderia ocorrer com a severidade que ocorreu devido à interveniência de outros fatores. A hidrologia adversa, por si só, não teria sido suficiente para causar a crise.

O aumento do consumo de energia elétrica correspondeu aos valores previstos e não teve qualquer influência na crise de suprimento.

Houve desequilíbrio entre oferta e demanda na partida da implementação do novo modelo para o Setor.

A energia não aportada ao sistema devido à combinação do atraso na geração programada e a não implementação de novas usinas previstas para o período teria evitado o racionamento de 2001.

A não implementação de obras responde por quase dois terços da energia não aportada, sendo o fator predominante para a ocorrência da crise de suprimento.

As energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação da nova geração.

Houve falhas no processo de transição do modelo anterior – que identificou a necessidade de novos investimentos nos estudos de planejamento da expansão – para o novo modelo setorial. No novo ambiente, as Distribuidoras não tiveram razões para promover a expansão, porque os Contratos Iniciais cobriram 100% do consumo previsto, sem que existisse respaldo físico adequado. Por sua vez as Geradoras, embora expostas a perdas financeiras, tampouco investiram. (KELMAN, 2001, p. 6-9)

O relatório comenta que, como o crescimento da demanda verificou-se dentro do que fora anteriormente previsto, as principais causas do racionamento foram os atrasos e a não-realização de investimentos necessários ao atendimento da demanda em expansão – em outras palavras, falha da expansão.

Os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) reproduzidos no relatório da Comissão mostravam com muita clareza a evolução crítica desde 1997 do nível de armazenamento dos reservatórios, tanto na Região Sudeste-Centro Oeste como na Região Nordeste do País. Não obstante, a estratégia da campanha de comunicação governamental optou por atribuir os problemas apenas à falta de chuvas.

No gráfico a seguir, vê-se que na região SE/CO o nível de armazenamento dos reservatórios em junho de 1997 era próximo de 90%; caiu a cerca de 75% em junho de 1998; 60% em junho de 1999; 47% em junho de 2000 e apenas 29% em junho de 2001, mês de início do racionamento. Em dezembro de 1999 o nível de armazenamento já atingira nível crítico inferior a 20% – porém, como mencionado, as chuvas fartas do início de 2000 permitiram adiar, por mais um ano, a adoção da medida mais drástica, o racionamento.

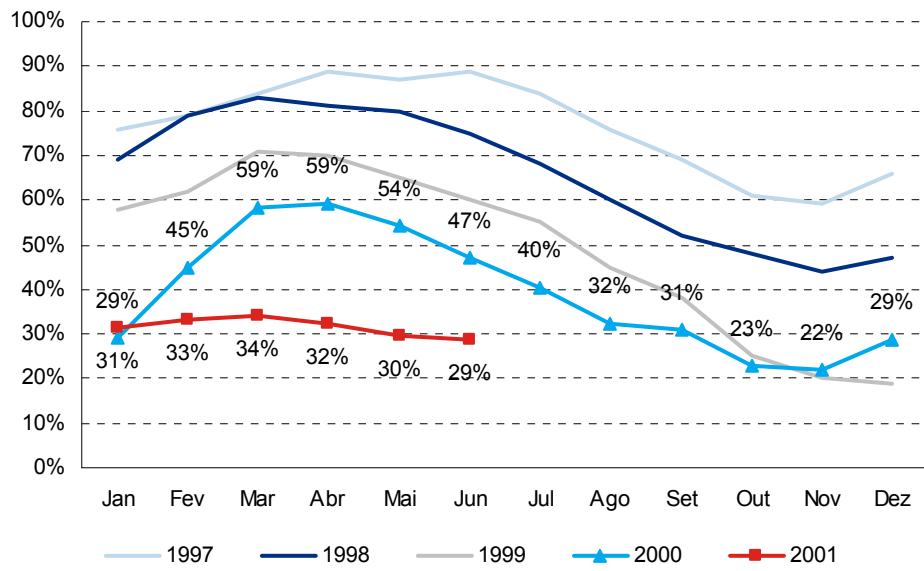


Gráfico 2 – Evolução do armazenamento na região SE/CO

Fonte: Kelman (2001, p. 44)

O esvaziamento progressivo dos reservatórios também foi verificado na região Nordeste. O relatório da Comissão destaca que apesar de ter sido observada a pior seca da série histórica, “mesmo na região Nordeste a hidrologia adversa não explica a severidade do racionamento” (KELMAN, 2001, p. 44).

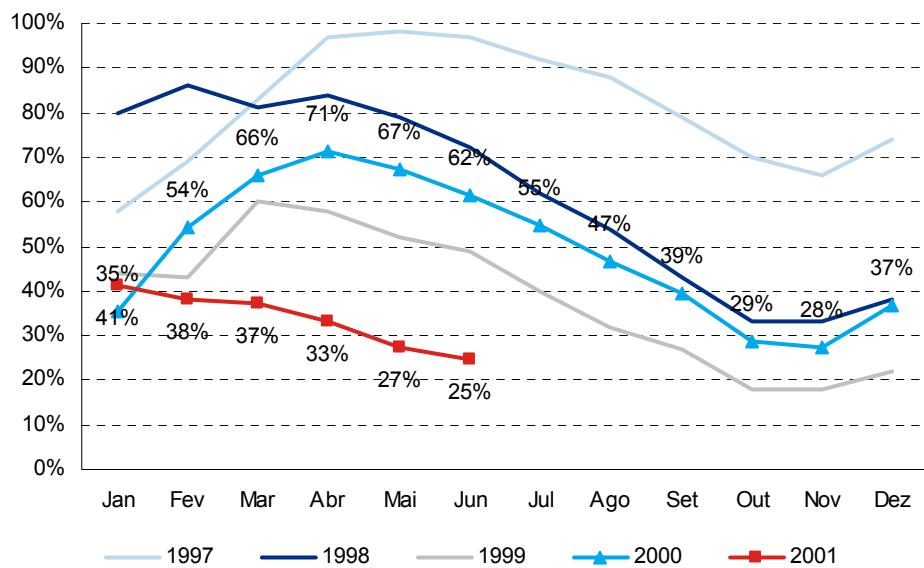


Gráfico 3 – Evolução do armazenamento na região NE

Fonte: Kelman (2001, p. 44)

A insuficiência das obras de expansão foi identificada por Lizardo de Araújo (2001), que assim comentou a causa do racionamento:

O subinvestimento iniciado nos anos 80 é a raiz da atual crise. A falta de recursos financeiros levou a atrasar ou suspender projetos de expansão em geração e transmissão. O consumo, por seu lado, aumentava quando a economia crescia e continuava aumentando mesmo quando a economia estagnava, à medida que mais gente ganhava acesso à eletricidade. Em resumo, de uma situação de capacidade excedente embora custosa o sistema de suprimento de eletricidade entrou num estado de escassez crônica, constantemente pressionado pela demanda. Isto não era tão aparente para a geração, já que os grandes reservatórios do sistema hidrelétrico a acolchoaram às custas de serem progressivamente esvaziados aumentando o risco de déficit. Em contraste, a pouca folga do sistema de transmissão tornou-se aparente já em 1987, quando o Sudeste sofreu grandes apagões. A reforma da indústria de suprimento elétrico brasileira teve o duplo fito de introduzir competição e de resolver o problema crônico dos investimentos, reestruturando e privatizando a indústria. [...] Seis anos depois, o problema dos investimentos permanece [...] e a presença da competição é duvidosa. (LIZARDO DE ARAÚJO, 2001, p. 92-93)

As graves consequências do racionamento para o crescimento do país colocaram em discussão a reforma anterior assim como a necessidade de mudanças, não só em trabalhos realizados no âmbito do governo que se encerrava, mas também pelos integrantes da nova administração federal. Em fevereiro de 2003 o Ministério de Minas e Energia constituiu por meio da Portaria MME nº 40 um grupo de trabalho com o objetivo de assessorar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico, dando início assim a discussões em âmbito oficial.

Em 10 de dezembro de 2003 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou (Resolução CNPE nº 9) “o relatório e as propostas de encaminhamento das medidas legais pertinentes e necessárias para a implementação do novo modelo do setor elétrico” e em 11 de dezembro foram editadas duas Medidas Provisórias, nº 144 (que alterou os marcos institucional e regulatório do setor elétrico brasileiro) e nº 145 (que aprovou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)), convertidas em 2004 nas Leis nº 10.848/04 e nº 10.847/04. Resumidamente, foram introduzidas as seguintes alterações na estrutura e modo de funcionamento do setor elétrico:

- Planejamento determinativo e criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao MME, com a finalidade de “prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.” A EPE realiza estudos e pesquisas de planejamento energético compreendendo longo prazo, com horizonte não inferior a vinte anos, visando a matriz energética, e médio prazo, com horizonte não inferior a dez anos, desdobrando-se no Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos (PDE), e no Programa Determinativo da Transmissão (PDET), com atualização anual,

onde devem constar as obras cuja realização é proposta, sujeitas à contestação pública quanto ao aspecto técnico (premissas dos estudos e estratégia de expansão escolhida) e de preço (projetos alternativos podem ser apresentados por investidores), cabendo à EPE disponibilizar seus estudos e projetos referentes a aproveitamentos de geração levados aos leilões de energia. Além disso, à EPE foi atribuída também a responsabilidade pela obtenção da Licença Ambiental Prévia (LP) para os empreendimentos a serem leiloados, de modo a evitar problemas verificados anteriormente, quando as concessões não conseguiam depois de licitadas obter a Licença Prévia indispensável para seu início, prejudicando a expansão;

- Criação de dois ambientes de contratação de energia elétrica: a energia deve ser adquirida de modo distinto quando se trata dos consumidores livres ou distribuidoras (que atendem os consumidores cativos e os consumidores “potencialmente livres” que ainda não exerceram sua opção de troca de fornecedor):
 - No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os consumidores livres contratam a energia que necessitam diretamente dos vendedores (produtores independentes, comercializadores etc.) sob condições livremente pactuadas, por meio de contratos bilaterais estabelecidos entre as partes. Sua contratação deve ser integral, para cobertura de 100% de sua carga (suas necessidades de consumo); caso isso não ocorra serão objeto de penalidade; e
 - No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as distribuidoras em conjunto (*pool*) contratam energia para atendimento de seu mercado por meio dos leilões de energia, com regras pré-estabelecidas. São vencedores dos leilões os que oferecem pelo menor preço a energia proveniente de usinas existentes ou de usinas a serem construídas. Assim, em vez da busca do menor preço pela competição de geradores no mercado prevista no modelo anterior implantou-se a competição pelo mercado, que ocorre no momento do leilão.
- Fim do *self-dealing* e desverticalização da geração e distribuição – respeitados os contratos já levados à homologação da Aneel, foi extinto o *self-dealing*, que permitia a contratação de energia pela distribuidora com empresas do mesmo grupo, até o limite de 30% de sua carga e visava estimular a expansão da oferta com a construção de usinas pelo grupo controlador, para suprir a distribuidora, sendo o repasse às tarifas baseado num Valor Normativo (VN) – uma estimativa da Aneel sobre o custo

marginal de expansão. Foi determinada a desverticalização das atividades de geração e distribuição, que ficarão a cargo de empresas diferentes;

- Lastro físico obrigatório dos vendedores: agentes vendedores de energia deverão apresentar lastro para a venda de energia e potência, para garantir cem por cento de seus contratos, sendo esse lastro constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso mediante contratos de compra de energia ou de potência;
- Contratação bilateral integral de energia elétrica: os agentes de consumo, sejam as distribuidoras ou os consumidores livres, devem contratar 100% da energia para atender seu mercado e carga, por meio de contratos bilaterais, passando a ser penalizado o consumo sem cobertura contratual exposto ao mercado *spot*; os consumidores livres devem manter 100% de cobertura com base na média dos últimos 12 meses de consumo, e as distribuidoras com base no ano civil;
- Criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), instituição que sucede o Mercado Atacadista de Energia (MAE), tendo a função de administrar os contratos de energia de distribuidoras (CCEARs) no ACR; contabilizar as diferenças entre a energia medida (gerada ou consumida) e a contratada pelos agentes e fazer a liquidação financeira desses valores entre devedores e credores, com base no preço do mercado *spot* (o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que substituiu o Preço MAE), aplicando penalidades aos agentes que transgridam regras referentes ao lastro de venda e cobertura de consumo; realizar os leilões de energia, por delegação da ANEEL;
- Novas regras de governança do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): alteração buscando eliminar os riscos de interferência de agentes de mercado, participantes do Conselho de Administração, em atribuições exclusivas da Diretoria, nos termos do Decreto nº 5.081/04; e
- Criação de Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com função de “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional” de modo a evitar riscos ao atendimento do mercado; é presidido pelo Ministro de Minas e Energia e integrado por 4 representantes do MME, mais os titulares do ONS, Aneel, ANP, CCEE e EPE.

Após implantadas as novas instituições criadas pelo novo modelo, o setor elétrico brasileiro adquiriu sua atual configuração institucional, a seguir apresentada.

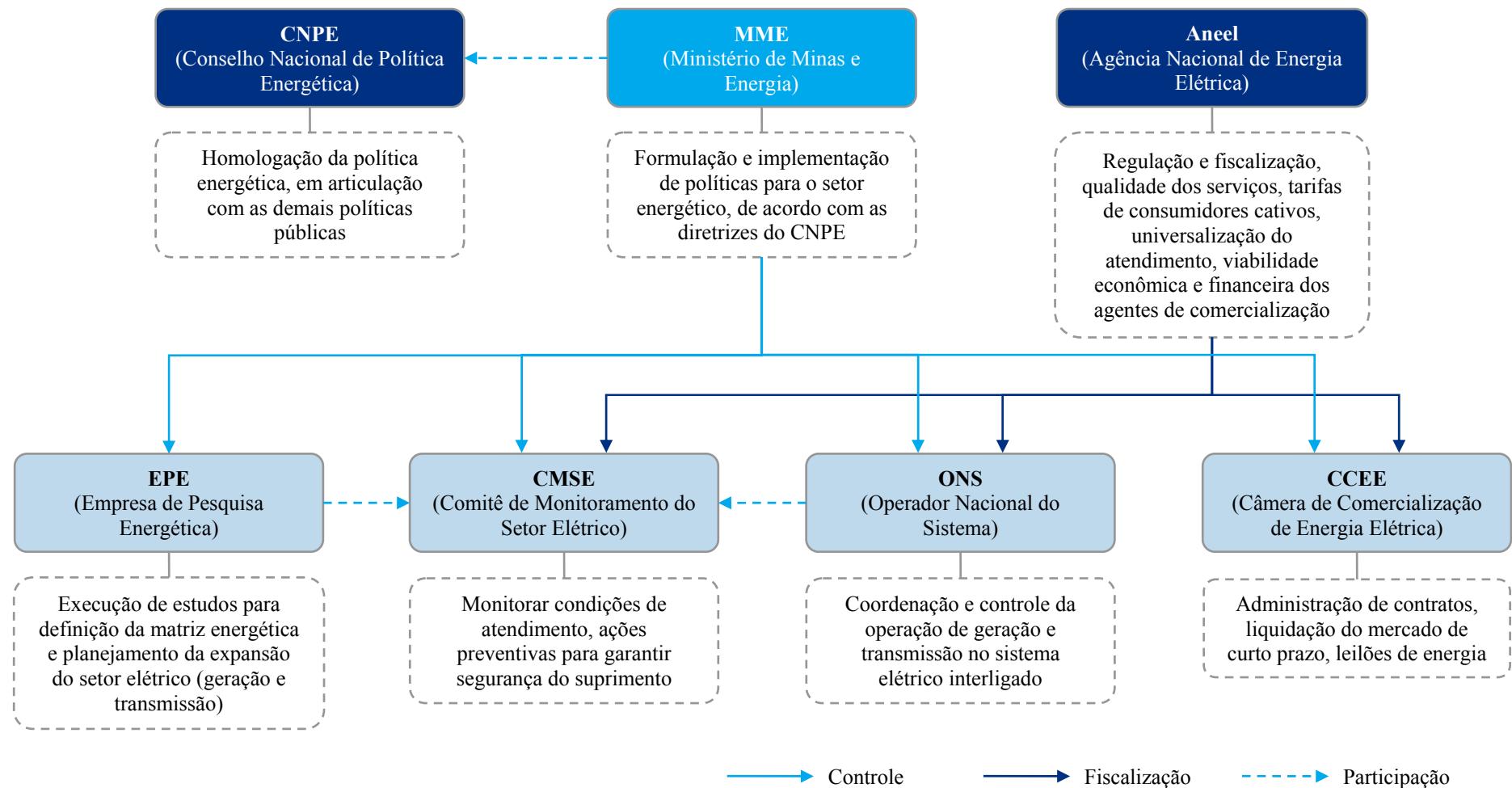


Figura 2 – Instituições do setor elétrico brasileiro

Fonte: Elaboração do autor

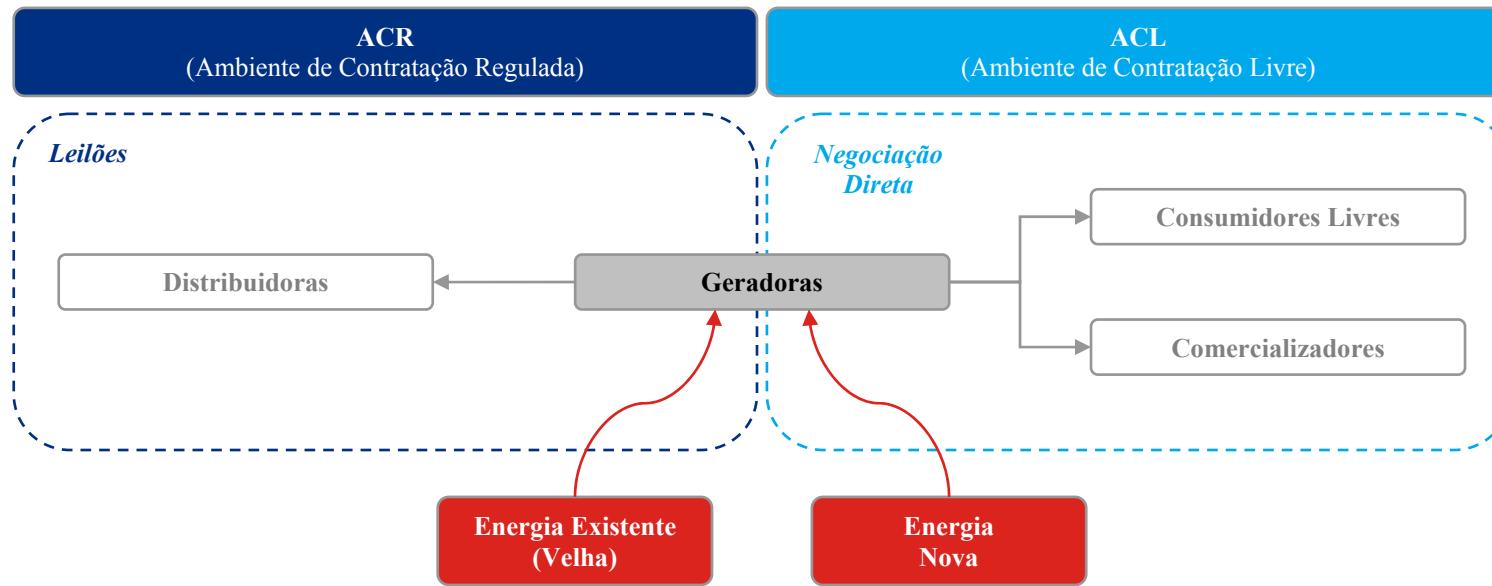


Figura 3 – Ambientes de contratação do setor elétrico brasileiro

Fonte: Elaboração do autor

3.3 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

No final de dezembro de 2008, o Ministério de Minas e Energia colocou em consulta pública o Plano Decenal de Expansão da Energia 2008-2017 (PDE 2008-2017), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética e sinalizando aos agentes do mercado a visão do governo federal sobre como se daria a expansão da demanda e da oferta de energia elétrica e traçando um perfil de médio prazo do segmento de geração.

Para o setor elétrico, o planejamento decenal tem a importante função de orientar e subsidiar: a realização dos futuros leilões de compra de energia de novos empreendimentos de geração e de transmissão, a definição de quais estudos de expansão da transmissão devem ser priorizados, bem como de quais estudos de viabilidade técnico econômica e socioambiental de novas usinas geradoras realizar e, ainda, quais estudos de inventários deverão ser feitos ou atualizados.

No PDE 2008-2017, em seu cenário de referência, o governo federal estimou crescimento médio de 4,8% ao ano, até 2017, da carga própria de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse crescimento do mercado de energia tem como um dos pressupostos estimativa de incremento médio do PIB de 4% ao ano, até 2011, e de 4,5%, entre os anos de 2012 e 2015.

Ainda de acordo com o PDE, a carga de energia elétrica do Brasil (consumo mais perdas), que em 2008 registrou o valor de 52.189 MW médios, em 2017 deverá alcançar o patamar de 80.111 MW médios, sinalizando acréscimo médio anual de 2.792 MW médios. Para responder a esse aumento da demanda e manter os níveis de segurança energética do sistema elétrico, o governo federal estimou para ao longo do mesmo período expansão de 55.055 MW na capacidade instalada no SIN, dos quais 43.053 MW em usinas hidrelétricas e 20.882 MW em usinas termelétricas.

Grande parte do potencial hidrelétrico do país foi comprometida com usinas já construídas ou em construção, exceto no sul da Amazônia. Assim, os grandes projetos hidrelétricos tendem a concentrar-se nesta região, o que exige um investimento maior em linhas de transmissão devido à distância em relação aos centros consumidores. Nas regiões onde o potencial hidrelétrico já foi amplamente utilizado, a tendência é de que os projetos sejam crescentemente baseados em energia termoelétrica, com destaque para usinas a gás natural, cujo fornecimento deverá ser focado nas reservas da Bacia de Campos, de Santos e do Espírito Santo.

O plano destacou as entradas em operação de grandes projetos estruturantes, como as usinas de Jirau (3.300 MW) e Santo Antônio (3.150 MW), no rio Madeira, e de Belo Monte (5.500 MW), no rio Xingu. No PDE, há uma sinalização da importância desses empreendimentos, que, conjuntamente, poderão responder por cerca de 10% da capacidade hidrelétrica instalada do SIN no final do horizonte decenal.

No PDE, somente no segmento de geração, durante os anos de 2008 a 2017, são apontados investimentos estimados de cerca de R\$ 142 bilhões – os investimentos referem-se basicamente a construção ou ampliação de empreendimentos e repotencialização e modernização de usinas já em funcionamento.

Cabe ressaltar que grande parte destes investimentos referem-se às usinas já concedidas e autorizadas, entre elas as usinas com contratos assinados nos leilões de energia nova. O montante a investir em novas usinas, ainda não concedidas ou autorizadas (indicativas), é da ordem de R\$ 79 bilhões, sendo aproximadamente R\$ 70 bilhões em hidrelétricas.

As projeções da demanda do PDE 2008-2017, por sua vez, estão referenciadas aos estudos desenvolvidos para o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030). O PNE 2030, publicado no final de 2007, foi o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do novo modelo institucional do setor elétrico. Os estudos do PNE 2030 foram conduzidos pela EPE para o Ministério de Minas e Energia e originaram a elaboração de quase uma centena de notas técnicas. A série de estudos fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, segundo uma perspectiva de longo prazo.

O PNE 2030 identifica uma clara tendência de diversificação da matriz energética brasileira: em 1970, apenas dois energéticos (petróleo e lenha), respondiam por 78% do consumo de energia; em 2000, eram três os energéticos que explicavam 74% do consumo (além dos dois já citados, a energia hidráulica); para 2030, projeta-se uma situação em que quatro energéticos serão necessários para abranger 77% do consumo. Além do petróleo e da energia hidráulica, entram em cena a cana-de-açúcar e o gás natural, em contraponto à redução de importância da lenha. Tanto a cana-de-açúcar quanto o gás natural passam a se constituir, respectivamente, nos mais importantes energéticos da matriz nacional depois do petróleo.

Entretanto, com relação às fontes de produção de eletricidade, a energia hidráulica seguirá em posição de liderança. Sua participação na matriz elétrica, refletindo principalmente pressões ambientais e também limites de capacitação da indústria nacional, deverá cair da proporção de

80% em 2008 para pouco mais de 75% em 2030. Em contrapartida, a geração térmica (nuclear, gás natural e carvão mineral) deverá mais que dobrar sua participação, dos atuais 8% para quase 18%. As fontes renováveis não-hidráulicas (biomassa da cana, centrais eólicas e resíduos urbanos) também experimentarão crescimento expressivo, passando a responder por cerca de 5% da oferta interna de eletricidade.

No cenário de referência do PNE 2030, a EPE prevê a instalação de 88.000 MW em usinas hidrelétricas entre 2005 e 2030, com aproveitamento de boa parte do potencial da Amazônia. O plano também considera ainda a adição de 7.200 MW em pequenas centrais hidrelétricas, 4.600 MW em novas centrais eólicas, 6.300 MW em centrais de co-geração à biomassa da cana e mais 1.300 MW em outras fontes renováveis, como o aproveitamento de resíduos urbanos. Na geração térmica, considerou-se também a ampliação de 12.300 MW em usinas a gás natural e de 4.600 MW em centrais a carvão na região Sul do País.

Estima-se que os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia considerada como referência no PNE 2030 girem em torno de US\$ 800 bilhões, concentrados (mais de 80%) nos setores de petróleo e energia elétrica. Em termos médios anuais, o investimento no setor energético ao longo dos próximos 25 anos será de US\$ 32 bilhões e representará algo como 2,2% do PIB.

Em junho de 2007, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a retomada das obras de Angra 3, paralisadas desde 1986. A construção desta que será a terceira usina nuclear do País está prevista no PNE 2030, que ainda estima ampliação maior do parque nuclear brasileiro, com a adição de mais quatro usinas até 2030. A previsão do governo é que a usina de Angra 3 entre em operação em 2013, com capacidade instalada de 1.350 MW. O investimento projetado para Angra 3 gira em torno dos R\$ 8,0 bilhões.

4. CESP – COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO

4.1 História da Companhia⁶

A Centrais Elétricas de São Paulo foi criada em dezembro de 1966, mudando sua razão social para Companhia Energética de São Paulo em outubro de 1977. A concessionária foi constituída mediante a fusão de 11 empresas controladas pelo governo paulista, tendo em vista a centralização técnica e administrativa das atividades relacionadas à produção, comercialização e distribuição de energia elétrica a cargo do poder público estadual.

As principais usinas incorporadas pela CESP foram as Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa), a Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cherp), a Centrais Elétricas de Urubupungá (Celusa), a Bandeirantes de Eletricidade (Belsa) e a Companhia de Melhoramentos do Paraibuna (Comepa), criadas pelo governo estadual entre 1953 e 1963 para a execução de importantes projetos hidrelétricos e também para a melhoria de serviços de distribuição em alguns municípios do interior paulista. As demais empresas absorvidas pela CESP foram constituídas e funcionaram como companhias de capital privado até 1965, quando passaram ao controle da Belsa e da Cherp. Eram elas a Companhia Luz e Força de Tatuí, a Companhia Luz e Força Elétrica do Tietê, a Central Elétrica do Rio Claro e suas associadas Empresa de Melhoramentos de Mogi Guaçu, Empresa de Luz e Força de Jacutinga e Empresa de Luz e Força de Mogi Mirim. As duas primeiras foram adquiridas pela Belsa e as demais pela Cherp.

Em 1964, o governo de São Paulo promoveu um inquérito sobre a unificação de suas empresas de eletricidade, formulando o primeiro diagnóstico oficial sobre o assunto. Segundo parecer da Secretaria de Economia e Planejamento, a fragmentação do setor público paulista de energia elétrica vinha causando grandes prejuízos financeiros e gastos desordenados e inúteis. A par de vantagens de ordem técnica, administrativa e econômico-financeira, a união das concessionárias também era justificada como fator de fortalecimento político de São Paulo frente aos interesses do governo federal e dos governos dos estados vizinhos.

O processo de fusão foi acionado em 1966, quando o governador Laudo Natel nomeou uma comissão para tratar especificamente do assunto. A comissão recomendou a criação de uma

⁶ Este item foi baseado nos dados e informações disponíveis em Cachapuz (2006) e Silveira (1987).

nova empresa a partir da fusão completa das concessionárias de energia elétrica controladas pelo governo estadual, desconsiderando outras propostas como a constituição de uma denominada Companhia Paulista de Aproveitamentos Múltiplos (Copam). Assim, em 5 de dezembro de 1966, durante assembléia geral dos acionistas das 11 companhias de energia elétrica estaduais, foi criada a CESP. A nova empresa foi organizada como uma sociedade por ações de economia mista, tendo o governo de São Paulo como maior acionista.

Caberia à CESP, entre outras finalidades, estabelecer prioridades nas obras de implantação do sistema energético paulista e centralizar, técnica e administrativamente, a produção, a comercialização e a distribuição de energia elétrica aos consumidores finais, em todas as regiões do estado.

De imediato, a empresa assumiu o controle das pequenas companhias em dificuldades financeiras, localizadas em regiões onde a atividade industrial era reduzida e o consumo de energia elétrica disperso. As usinas construídas pela Uselpa e pela Cherp permitiam o fornecimento apenas às concessionárias de pequeno porte e atendiam de forma parcial às demandas de regiões mais desenvolvidas, supridas pelo sistema da São Paulo Light.

No momento da sua constituição, a CESP contava com uma potência instalada da ordem de 625 MW. Seu parque gerador era composto basicamente por sete hidrelétricas, construídas pela Uselpa no rio Paranapanema e pela Cherp nos rios Tietê e Pardo. A empresa recebeu da Uselpa as hidrelétricas de Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez) com 62 MW e Jurumirim (Armando Laydner) com 86 MW, concluídas em 1960 e em 1962, respectivamente. A maior usina recebida da Cherp foi a de Barra Bonita, no rio Tietê, que entrou em operação em maio de 1963, completando 122 MW de capacidade instalada em fevereiro do ano seguinte. A usina de Bariri (Ministro Álvaro de Souza Lima), também construída pela Cherp no rio Tietê, foi inaugurada em abril de 1966. Operou inicialmente com duas unidades geradoras, atingindo a capacidade final de 144 MW em dezembro de 1969 com a instalação de sua terceira máquina. As demais hidrelétricas da Cherp incorporadas pela CESP formavam o sistema gerador do rio Pardo, composto pelos aproveitamentos de Limoeiro (Armando Salles de Oliveira), Euclides da Cunha e Graminha (depois Conde). Com 80 MW de potência instalada, Graminha foi inaugurada em 1966, assegurando a regularização do trecho do alto rio Pardo e a ampliação das duas usinas de jusante. A capacidade de Euclides da Cunha foi ampliada para 108 MW e a de Limoeiro para 28 MW.

Dando continuidade às obras já iniciadas e começando outras, a CESP expandiu sua produção de energia elétrica à taxa de 30,8% ao ano, entre 1967 e 1974. Esse período foi marcado pela

entrada em operação das hidrelétricas de Jupiá (Engenheiro Souza Dias) e Ilha Solteira, no rio Paraná, Chavantes, no rio Paranapanema, Ibitinga, no rio Tietê, e Jaguari, no rio de mesmo nome.

Jupiá está localizada em trecho do rio Paraná ladeado pelos municípios de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS). Entrou em funcionamento em abril de 1969 com unidade geradora de 100,8 MW. Mais treze unidades de mesma potência foram acionadas até junho de 1974, perfazendo a capacidade de 1.411,2 MW.

Ilha Solteira, construída a montante de Jupiá, perto da desembocadura do rio Tietê no rio Paraná, representou um importante marco na história da engenharia nacional, devido aos problemas operacionais e técnicos determinados pelas grandes dimensões do empreendimento.

As obras foram iniciadas em 1965 pela Celusa, mas a usina foi quase totalmente erguida pela CESP. A primeira de suas vinte unidades de 161,5 MW entrou em operação em julho de 1974, marcando o início da motorização da maior usina da empresa paulista. Situada nos municípios de Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS), a hidrelétrica completou a instalação de seu conjunto de máquinas em dezembro de 1978, atingindo então a capacidade de 3.230 MW.

As usinas de Ilha Solteira e Jupiá formaram o complexo hidrelétrico Engenheiro Francisco Lima de Souza Dias Filho (também conhecido como Urubupungá), um dos maiores do mundo em potência instalada. Foi somente com o início do funcionamento deste complexo hidrelétrico que a oferta de energia elétrica da CESP começou a atender em grande escala às solicitações do mercado.

Chavantes foi construída no rio Paranapanema a montante do aproveitamento de Salto Grande, em área dos municípios de Chavantes (SP) e Ribeirão Claro (PR). Suas quatro máquinas, totalizando 414 MW de potência instalada, foram acionadas entre novembro de 1970 e fevereiro do ano seguinte.

Ibitinga é um aproveitamento hidrelétrico de 141,4 MW situado no curso médio do rio Tietê em área dos municípios de Ibitinga e Iacanga (SP). A usina entrou em operação em 1969, no mesmo ano em que a CESP completou a motorização de Bariri. A hidrelétrica de Jaguari foi inaugurada em 1972 e concluída no ano seguinte. Com 27,6 MW de potência instalada, está situada na região do Vale do Paraíba paulista, entre os municípios de Jacareí e São José dos Campos.

Entre 1975 e 1982, o sistema gerador da CESP passou a contar com mais cinco usinas hidrelétricas: Promissão (Mário Lopes Leão), Capivara (Escola de Engenharia Alexandre Mackenzie), Água Vermelha (Senador José Ermírio de Moraes), Paraibuna e Nova Avanhandava.

Promissão, situada no médio Tietê, em área do município de Ubarana (SP), foi inaugurada em julho de 1975. Com capacidade total de 264 MW, o empreendimento foi concluído em 1977.

Capivara, a maior hidrelétrica do rio Paranapanema, entrou em operação em março de 1977, atingindo a capacidade de 619 MW com a instalação de sua quarta unidade geradora. A usina ocupa área dos municípios de Taciba (SP) e Porecatu (PR).

Água Vermelha, único empreendimento hidrelétrico da CESP no rio Grande, está situada 80 km a montante da confluência com o rio Paranaíba, nos municípios de Iturama (MG) e Indiaporã (SP), a jusante do aproveitamento de Marimbondo, pertencente a Furnas. A construção da hidrelétrica teve início em 1973, sendo marcada pelo emprego de avançadas técnicas de engenharia, como o concreto refrigerado. Sua casa de força abriga seis unidades de 230 MW que entraram em operação entre agosto de 1978 e dezembro do ano seguinte. Totalizando 1.380 MW, Água Vermelha tornou-se então a terceira maior usina do parque gerador da empresa.

Paraibuna conta com 86 MW e está localizada no rio Paraibuna, no município paulista do mesmo nome. As obras começaram em 1964 sob responsabilidade da Companhia de Melhoramentos do Paraibuna (Comepa), mas logo foram interrompidas devido ao conflito de interesses sobre a utilização das águas da bacia do Paraíba do Sul e outorgou à CESP a concessão para o aproveitamento limitado de energia hidráulica dos rios Paraibuna e Paraitinga no estado de São Paulo.

Em setembro de 1982, entrou em operação a usina de Nova Avanhandava, no curso inferior do rio Tietê. Construída a jusante do aproveitamento de Promissão, em área do município de Buritama (SP), a hidrelétrica atingiu 302,4 MW de potência instalada em 1985 com a entrada em funcionamento de seu terceiro grupo gerador.

A expansão da capacidade geradora da CESP nos anos seguintes ficou bastante aquém do planejado. Em 1980, a empresa iniciou a construção das usinas de Rosana e Taquaruçu, no rio Paranapanema, Porto Primavera, no rio Paraná, e Três Irmãos, no rio Tietê, com capacidade total estimada em 3.850 MW, assumindo pesados compromissos com a contratação de empréstimos para o fornecimento de equipamentos importados. Além das quatro usinas

mencionadas, a CESP iniciou ao mesmo tempo a escavação do canal Pereira Barreto para interligação dos reservatórios de Três Irmãos e Pereira Barreto. As obras seguiram um curso inteiramente imprevisto, em virtude do agravamento da crise financeira setorial. Em 1983, diante da impossibilidade de tocar quatro empreendimentos de geração simultaneamente, a empresa estabeleceu prioridade para Rosana.

Rosana foi inaugurada em março de 1987 com uma unidade de 80 MW. A instalação das três unidades adicionais de mesma potência foi deslocada para a década seguinte. Localizada na região conhecida como Pontal do Paranapanema – tal como Taquaruçu e Porto Primavera – a hidrelétrica foi erguida a 15 km da confluência dos rios Paranapanema e Paraná, em área dos municípios de Rosana (SP) e Diamante do Norte (PR).

Em 1989, com atraso de vários anos em relação ao cronograma inicial, a CESP praticamente concluiu as obras civis principais de Taquaruçu e Três Irmãos, iniciando a montagem eletromecânica do primeiro grupo gerador de Taquaruçu. Quanto a Porto Primavera, os índices de obras civis executadas apontavam um atraso ainda mais considerável. Com capacidade final estimada em 1.818 MW, a usina despontara como maior empreendimento hidrelétrico da empresa paulista depois de Ilha Solteira. Em 1983, a companhia chegou a considerar a hipótese de cancelar o contrato de compra das máquinas de Porto Primavera, optando porém pela continuidade da obra em ritmo lento, a fim de preservar os investimentos já realizados.

Assim, o parque gerador da CESP, no começo de 1996, era constituído por 23 hidrelétricas, somando 8.648 MW de potência instalada, o que conferia à empresa o primeiro lugar entre as companhias geradoras de energia elétrica do país, incluindo as controladas regionais da Eletrobrás. Seu sistema de transmissão contava com cerca de 11 mil km de linhas em tensão igual ou superior a 138 kV, incluindo 5.700 km de linhas de 440 kV, implantadas para o escoamento das usinas de Ilha Solteira, Jupiá, Água Vermelha e Capivara, em direção à Grande São Paulo e ao Vale do Paraíba, passando por Bauru, Araraquara e Ribeirão Preto. A CESP também atuava como empresa distribuidora em mais de duzentos municípios paulistas e em cinco municípios de Mato Grosso do Sul.

A desestatização da CESP e das demais empresas energéticas paulistas foi proposta em junho de 1996 pela Lei Estadual nº 9.361/96. A lei autorizou a criação de até sete sociedades dedicadas à geração de energia elétrica mediante a separação dos ativos de geração da CESP. Em janeiro de 1999, o conselho diretor do Programa Estadual de Desestatização (PED)

decidiu dividir a geração da CESP em três companhias, de acordo com as bacias hidrográficas nas quais estavam situadas suas usinas.

A Elektro Eletricidade e Serviços (Elektro) foi constituída em janeiro de 1998, como subsidiária da CESP. Em março, foram transferidos para a empresa os ativos vinculados às atividades de distribuição de energia de propriedade da CESP. Em junho do mesmo ano, a Elektro assumiu a responsabilidade pelo fornecimento de energia elétrica na área até então servida pela CESP, abrangendo 223 municípios situados em diferentes regiões do estado de São Paulo e cinco municípios no estado de Mato Grosso do Sul.

O leilão de privatização da Elektro ocorreu em 16 de julho de 1998 na Bolsa de Valores de São Paulo, com a oferta de 46,6% do capital total da empresa. A multinacional norte-americana Enron arrematou o controle da distribuidora paulista por R\$ 1.479 milhões (equivalentes a US\$ 1.273 milhões) com ágio de 98,9% sobre o preço mínimo, recorde nas privatizações do setor de energia elétrica. A proposta da Enron superou por larga diferença as ofertas da Eletricidade de Portugal (ágio de 63%) e da VBC Energia (ágio de 29%). Em novo leilão realizado em fevereiro de 1999, a Enron adquiriu 42,8% do capital da Elektro, passando a deter a quase totalidade do capital da concessionária.

A Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema foi criada em decorrência da cisão parcial da CESP em três empresas geradoras e uma de transmissão, para fins de privatização, conforme decisão aprovada em 26 de março de 1999 por assembléia geral de acionistas da CESP. Na mesma data, a Aneel autorizou a CESP a verter parte de seu patrimônio para a Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema, a Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). As novas geradoras foram constituídas como subsidiárias da CESP, ficando conhecidas abreviadamente como CESP Paranapanema e CESP Tietê.

A CESP Paranapanema, a menor empresa de geração oriunda da cisão da CESP, iniciou suas operações comerciais em abril de 1999, com um passivo de R\$ 970 milhões, a menor parte do total devido então pela CESP, de aproximadamente R\$ 9 bilhões. A companhia reuniu as hidrelétricas de Rosana, Taquaruçu, Capivara, Salto Grande, Chavantes, Jurumirim e as duas usinas do complexo de Canoas, construídas em parceria com o grupo Votorantim, inauguradas em maio do mesmo ano. Esse conjunto de oito usinas somava 2.300 MW de capacidade instalada, correspondente a 22% do total da CESP na época.

O leilão de privatização da CESP Paranapanema foi realizado em 28 de julho de 1999 na Bolsa de Valores de São Paulo com a oferta de 38,6% do capital total da companhia. As ações ordinárias colocadas à venda correspondiam a 71,2% do capital votante. O grupo norte-americano Duke Energy arrematou o controle da empresa por R\$ 1.239 milhões (equivalentes a US\$ 682 milhões), com ágio de 90,2% o quarto maior dos leilões de privatização do setor de energia elétrica. A belga Tractebel também apresentou proposta de compra, com ágio de apenas 1,8%. A norte-americana AES e o grupo brasileiro VBC Energia depositaram garantias bancárias para participar do leilão, mas desistiram da disputa. A compra da CESP Paranapanema representou o maior investimento da Duke Energy fora do território norte-americano até então.

Em 2000, a Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema assumiu a marca da controladora norte-americana, alterando sua denominação para Duke Energy International, Geração Paranapanema.

A Companhia de Energia Elétrica Tietê, a segunda maior empresa geradora resultante da cisão da CESP, iniciou suas operações comerciais em abril de 1999, com um passivo estimado em R\$ 1,8 bilhão. Subsidiária da CESP, a companhia assumiu o controle de dez hidrelétricas, que somavam 2.651 MW de capacidade instalada, correspondentes a 25% do total da estatal paulista. A CESP Tietê herdou as usinas do rio Tietê (exceto Três Irmãos), a hidrelétrica de Água Vermelha, no rio Grande, e a PCH Mogi-Guaçu, no rio de mesmo nome.

O leilão de privatização da CESP Tietê foi realizado em 27 de outubro de 1999 na Bolsa de Valores de São Paulo, com a oferta de ações ordinárias e preferenciais correspondentes a 38,6% do capital total e a 61,6% do capital votante da companhia. O grupo norte-americano AES arrematou o controle da CESP Tietê por R\$ 938 milhões (equivalentes a US\$ 462 milhões), com ágio de 29,9% sobre o preço mínimo. A oferta da AES superou por larga diferença a proposta apresentada pela Tractebel. A VBC Energia chegou a depositar as garantias bancárias para concorrer ao leilão, mas desistiu da disputa. A participação da AES foi decidida às vésperas do leilão, quando o BNDES estendeu o financiamento de até 50% do preço mínimo aos investidores estrangeiros, revendo a posição inicial de auxiliar apenas os grupos nacionais que entrassem na disputa pela CESP Tietê.

Em 2000, a Companhia de Energia Elétrica Tietê mudou sua denominação para AES Tietê.

A CESP remanescente – informalmente designada como CESP Paraná – manteve o controle das usinas de Ilha Solteira, Jupiá, Três Irmãos, Paraibuna, Jaguari e Porto Primavera,

inaugurada em fevereiro de 1999. O governo estadual tentou promover a venda da maior e última geradora de energia paulista, com oferta de 38,6% de seu capital total pelo preço mínimo de R\$ 1,739 bilhão. Marcado para dezembro de 2000, o leilão foi cancelado, porque nenhuma das seis empresas estrangeiras pré-qualificadas depositou as garantias financeiras. Após uma segunda tentativa fracassada de venda em maio de 2001, o governo de São Paulo adiou por tempo indeterminado a desestatização da companhia, processo que só viria a ser retomado em novembro de 2007.

Em junho de 2006, o governo de São Paulo promoveu o leilão de privatização da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). A empresa colombiana Interconexión Eléctrica (ISA) arrematou o controle de 50,1% das ações ordinárias da Transmissão Paulista pelo valor de R\$ 1,194 bilhão (correspondente a US\$ 535 milhões), com ágio de 58% sobre o preço mínimo. O lance da ISA superou o da companhia italiana Terna Rette Elettrica Nacionale, que havia assumido em 2005 o controle das empresas Novatrans Energia e Transmissora Sudeste Nordeste (TSN). A CTEEP opera uma extensa rede de transmissão no estado de São Paulo, composta por 11.700 km de linhas e uma centena de subestações.

4.2 Principais Ativos da Companhia

O parque gerador da CESP, no começo de 2008, era constituído por 6 usinas hidrelétricas, somando 7.456 MW de potência instalada, o que conferia à empresa o quarto lugar entre as companhias geradoras de energia elétrica do país, incluindo as controladas regionais da Eletrobrás. As usinas da CESP estão distribuídas em duas bacias hidrográficas, a bacia do rio Paraná, no oeste do Estado de São Paulo, e a bacia do Rio Paraíba do Sul, no leste do Estado de São Paulo.



Figura 4 – Localização geográfica das usinas hidrelétricas da CESP
Fonte: Elaboração do autor

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por geradoras hidrelétricas não depende da energia efetivamente gerada ou de sua capacidade instalada, e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo contrato de concessão. As diferenças entre a energia efetivamente gerada e a energia assegurada são ajustadas pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pelo seu nível de energia assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerada.

A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia e as condições hidrológicas. Quando uma geradora produz acima de sua energia assegurada, este excedente é remunerado por um preço fixado por uma tarifa denominada Tarifa de Energia de Otimização (TEO), que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Este valor é pago pela geradora que produziu abaixo de sua energia assegurada.

A energia assegurada de cada usina é estabelecida pela Aneel com base em estudos prévios de viabilidade técnica e econômica realizados antes da construção de cada usina. O valor da energia assegurada de cada usina varia em função de diversos fatores, como (i) o local onde a usina está instalada, (ii) a altura da barragem e a queda d'água proporcionada, (iii) o volume de água captada pelas tomadas d'água, (iv) o volume e capacidade de armazenamento de seus reservatórios, (v) o tipo de turbina instalada, (vi) a capacidade nominal de cada turbina, (vii) a quantidade de água afluente na bacia hidrográfica e, (viii) o número de outras usinas que existem a montante. Assim, não há como traçar uma proporcionalidade técnica entre as usinas sem levar em consideração esses fatores, o que explica a diferença percentual média na energia assegurada entre as usinas da CESP.

Usina Hidrelétrica	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW Médio)	Início de Operação	Prazo de Concessão
Bacia do rio Paraná	53	7.343	3.852		
Ilha Solteira	20	3.444	1.949 ⁷	Jul. de 1973	Jul. de 2015
Três Irmãos	5	808		Nov. de 1993	Nov. de 2011
Jupiá	14	1.552	886	Abr. de 1969	Jul. de 2015
Porto Primavera	14	1.540	1.017	Jan. de 1999	Mai. de 2028
Bacia do rio Paraíba	4	113	64		
Paraibuna	2	84	50	Abr. de 1978	Mar. de 2021
Jaguari	2	28	14	Mai. de 1972	Mai. de 2020
Total	57	7.456	3.916		

Tabela 4 – Principais dados operacionais das usinas hidrelétricas da CESP

Fonte: Elaboração do autor

Nos termos do contrato de concessão da CESP, a companhia está autorizada a operar suas 6 usinas hidrelétricas por um prazo determinado, cada qual sendo considerada uma concessão individualizada para todos os fins legais e contratuais. Nesta data, as concessões e seus respectivos prazos de vigência são: Porto Primavera (19 de maio de 2028), Três Irmãos (18 de novembro de 2011), Jupiá (7 de julho de 2015), Ilha Solteira (7 de julho de 2015), Jaguari (20 de maio de 2020) e Paraibuna (9 de março de 2021).

De acordo com o novo modelo do setor elétrico, todas as concessões da CESP poderiam, nos termos da lei e do contrato de concessão da companhia, ser renovadas por um prazo adicional de até 20 anos. Após verificação, pelo Poder Concedente, dos requisitos legais, as concessões relativas às usinas de Jupiá, Ilha Solteira, Jaguari e Paraibuna foram renovadas em 2004, retroativamente a 1995. Entretanto, o contrato de concessão não prevê a possibilidade de renovações adicionais dessas concessões – em outras palavras, o Poder Concedente poderá não renovar uma vez mais tais concessões.

Caso qualquer uma das concessões da CESP não seja renovada, ela será automaticamente extinta quando do término de seu prazo de vigência e todos os bens vinculados à geração de energia elétrica deverão ser revertidos ao Governo Federal. Nesse caso, conforme previsto em lei, o Governo Federal ficará obrigado a indenizar a companhia com relação a esses bens reversíveis, na medida em que eles ainda não tenham sido depreciados ou amortizados.

⁷ Energia assegurada combinada para as UHE Ilha Solteira e Três Irmãos.

Entretanto, a legislação e a jurisprudência brasileiras não estabelecem claramente a metodologia de cálculo da indenização a ser paga nessa hipótese. Deste modo, ao término das concessões, caso os bens reversíveis tenham sido totalmente depreciados ou amortizados, a CESP pode não fazer jus ao recebimento de nenhuma indenização, ou, se houver bens reversíveis ainda não depreciados ou amortizados, o valor de indenização poderá não ser suficiente para compensar pelo valor integral dos bens que serão transferidos ao Governo Federal.

Em relação à concessão da usina de Três Irmãos, o contrato de concessão estabelece que ela poderá ser prorrogada por um período adicional de 20 anos, a critério exclusivo do Poder Concedente, desde que haja interesse público, todas as obrigações decorrentes do contrato de concessão tenham sido cumpridas e a renovação seja requerida ao menos 36 meses antes de seu respectivo término.

4.3 O Processo de Privatização de 2008

No dia 21 de agosto de 2007, foi divulgado no Diário Oficial o edital de licitação para contratação do serviço de assessoria para alienação de 18 ativos mobiliários detidos pelo Governo do Estado de São Paulo (GESP), incluindo a participação do GESP em empresas como a Companhia Energética de São Paulo (CESP), a Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) e o Banco Nossa Caixa.

Menos de 90 dias depois, no dia 1º de novembro de 2007, a CESP divulgou ao mercado fato relevante informando da expedição da ordem de serviço para dar início à prestação de serviços de consultoria para a avaliação, modelagem e execução de venda da participação acionária detida pelo GESP no capital da empresa (correspondente a aproximadamente 36% do capital total da CESP).

Finalmente, no dia 25 de fevereiro de 2008, o GESP disponibilizou o Edital nº SF/001/2008, referente à alienação de sua participação acionária na CESP e incluindo detalhes como a estrutura da oferta, o preço mínimo e as condições de alienação.

Conforme descrevia o Edital, o GESP pretendia ofertar à venda 87.663.652 ações ordinárias, com direito a voto (equivalente a 80,3% do total de ações ordinárias) e 28.928.269 ações preferenciais classe B (equivalente a 13,8% do total de ações preferenciais classe B), totalizando 116.591.921 ações, ou 35,6% do capital social da CESP. A modalidade de venda

selecionada foi o leilão em lote único, então programado para ser realizado na Bovespa no dia 26 de março de 2008. No Edital, o GESP também definiu o preço mínimo do leilão para o lote único das ações, de R\$ 49,75 por ação, o que equivalia a um valor de mercado de aproximadamente R\$ 16 bilhões para a CESP.

Os eventos seguintes do processo de privatização foram exaustivamente acompanhados pela mídia, quando foi noticiado grande interesse de diversos grupos – nacionais e estrangeiros, estratégicos e financeiros – pela CESP. Entretanto, apenas cinco companhias pré-identificaram-se para participar do leilão: a franco-belga Tractebel / Suez, a brasileiro-espagnola Neoenergia / Iberdrola, a brasileira Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), a portuguesa Energias de Portugal (EDP) e a norte-americana Alcoa. Inesperadamente, na semana seguinte nenhuma das cinco companhias apresentou garantias financeiras para participar do leilão, conforme previsto no cronograma do Edital, e o processo de alienação da participação acionária do GESP na CESP foi mais uma vez postergado, agora indefinidamente.

4.4 Indicadores Operacionais e Financeiros Selecionados

Como foi dito no primeiro capítulo, Introdução, o objetivo deste Trabalho de Formatura é entender o processo de privatização da CESP, identificar os motivos que levaram ao seu fracasso e apresentar possíveis soluções para este problema. Para que o Trabalho seja consistente e coerente, evidentemente é importante considerar apenas as informações que estavam disponíveis até a data da publicação do Edital, 25 de fevereiro de 2008, para não incorrermos no risco de chegarmos a qualquer conclusão que só poderia ser obtida *ex-post*.

Assim, o ano de 2007 caracterizou-se como o ano da consolidação do equilíbrio econômico-financeiro da CESP. Após o processo de Oferta Pública de Ações, ocorrido em julho de 2006, que resultou em aumento do capital social da companhia em R\$ 3,2 bilhões e redução do endividamento líquido em igual montante, a administração deu andamento às operações de crédito para captação de recursos complementares, necessários ao equacionamento definitivo do fluxo de caixa da companhia.

A produção de energia elétrica permaneceu acima dos valores nominais, tendo a CESP gerado 20% acima da sua energia assegurada, demonstrando a qualidade técnica dos seus ativos e a alta disponibilidade do parque gerador da companhia. Por sua vez, o mercado de energia

demonstrou aquecimento do lado da demanda, tendo a CESP comercializado, em contratos, 98,4% da sua energia disponível para comercialização e liquidado o restante na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

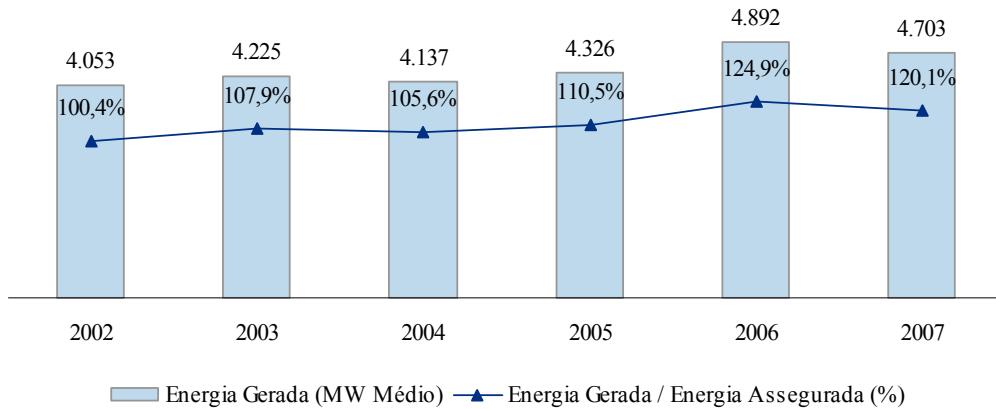


Gráfico 4 – Energia total gerada pela CESP (2002-2007)

Fonte: Elaboração do autor

Em 2007, a energia assegurada foi comercializada nos seguintes ambientes: (i) Ambiente de Contratação Regulado (ACR), por meio dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) com as distribuidoras e dos contratos de venda às pequenas distribuidoras com carga menor que 500 GWh/ano, (ii) Ambiente de Contratação Livre (ACL), através dos contratos de venda de energia elétrica de longo, médio e curto prazos, negociados com as comercializadoras e consumidores livres, e (iii) as diferenças entre a energia produzida, energia assegurada e a energia contratada, foram contabilizadas e liquidadas pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

O resultado comercial (receita operacional bruta) da CESP em 2007 totalizou R\$ 2.625 milhões, sendo R\$ 1.227 milhões em contratos bilaterais (ACL), R\$ 1.193 milhões em receita proveniente dos CCEARs (ACR) e outros R\$ 114 milhões de receita proveniente da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

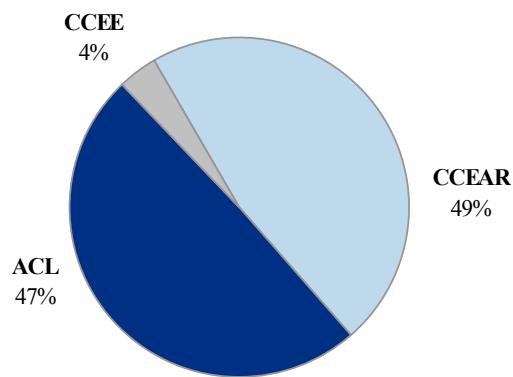


Gráfico 5 – Composição da receita operacional bruta da CESP (2007)
Fonte: Elaboração do autor

Este conjunto propiciou uma Receita Líquida de R\$ 2,18 bilhão, EBITDA de R\$ 1,50 bilhão, Resultado do Serviço (EBIT, sigla para o termo em inglês *Earnings Before Interest and Taxes*) de R\$ 1,02 bilhão, Lucro antes dos Impostos de R\$ 452 milhões e Lucro Líquido de R\$ 179 milhões no exercício.

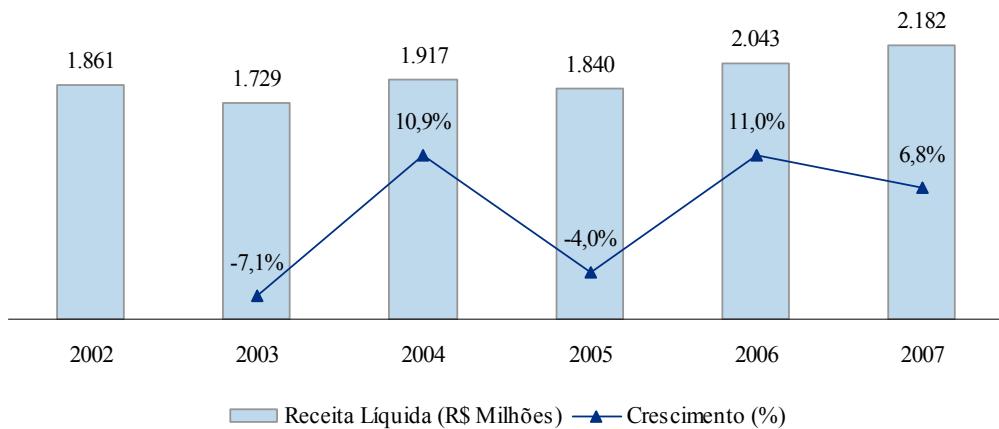
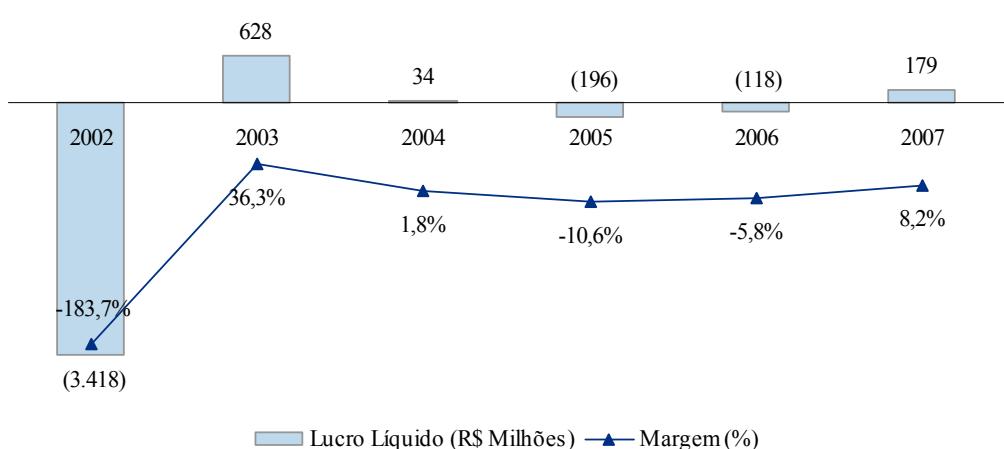
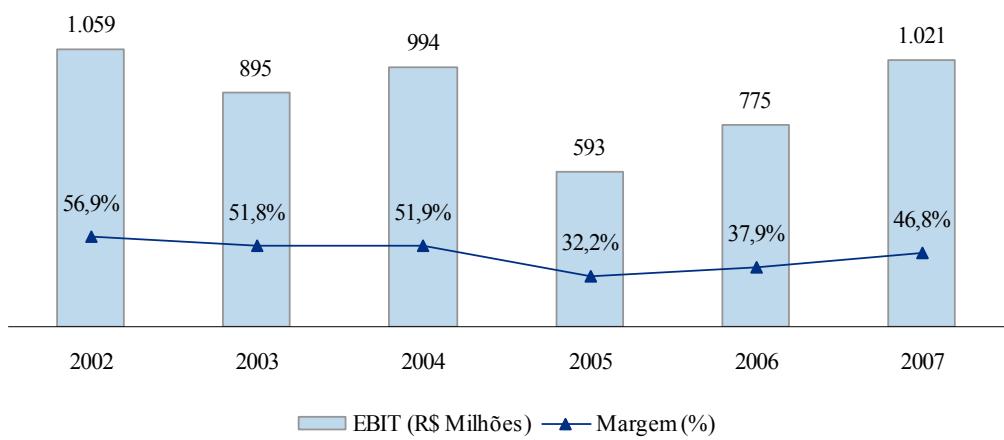
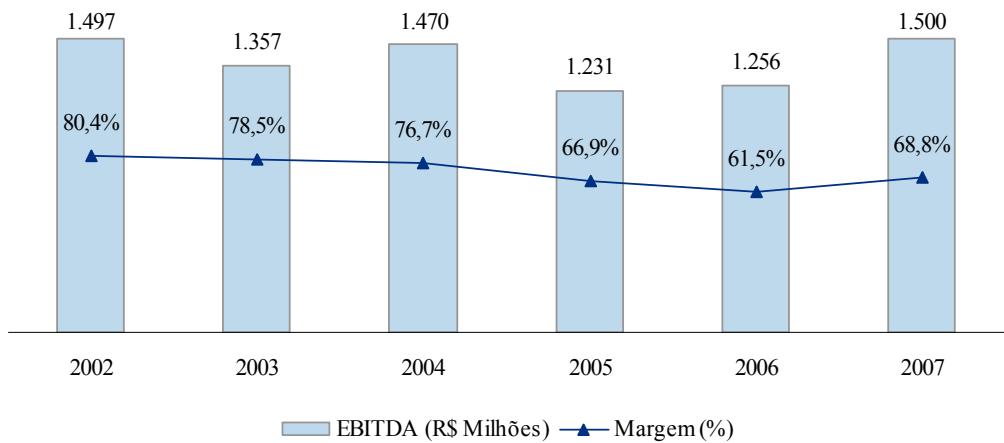


Gráfico 6 – Evolução da receita líquida da CESP (2002-2007)
Fonte: Elaboração do autor



A redução da dívida financeira de dezembro de 2006 para dezembro de 2007, foi da ordem de R\$ 450 milhões, aproximadamente 10%, sendo que a dívida em moeda nacional aumentou cerca de R\$ 1,1 bilhão, enquanto a representada por moeda estrangeira teve decréscimo de R\$ 1,6 bilhões.

O endividamento líquido, assim considerado como a soma dos Empréstimos e Financiamentos de Curto e Longo Prazo, mais os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) de Curto e Longo Prazo, mais os Valores a Pagar para Itaipu Binacional de Curto e Longo Prazo e mais os Valores a Pagar para Fundação CESP de Curto e Longo Prazo, deduzida das Disponibilidades e Aplicações Financeiras de Curto Prazo, foi diminuído em 16,4% (R\$ 1,18 bilhão), reduzindo a relação endividamento líquido / EBITDA de 5,3 vezes em dezembro de 2006 para 3,9 vezes em dezembro de 2007.

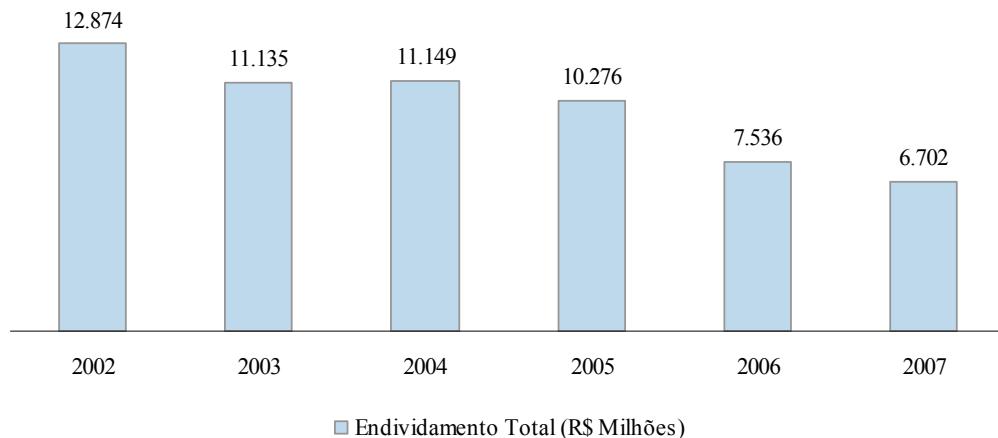


Gráfico 10 – Evolução do endividamento total da CESP (2002-2007)
Fonte: Elaboração do autor

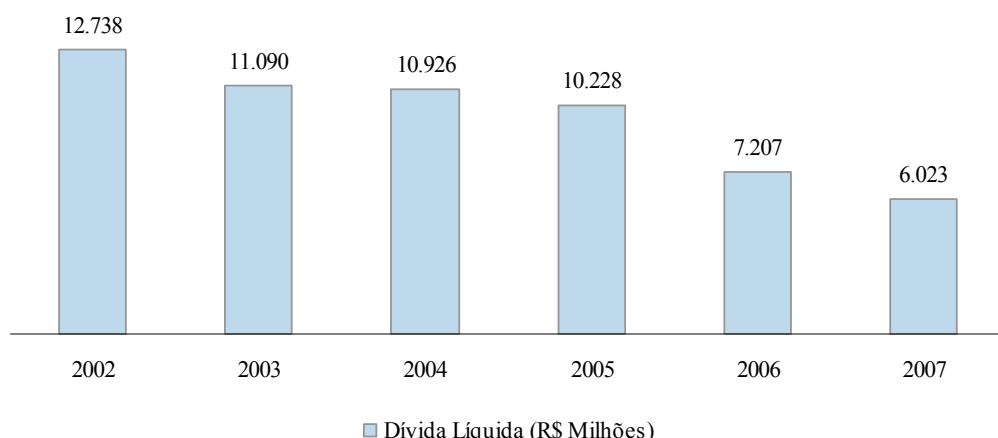


Gráfico 11 – Evolução da dívida líquida da CESP (2002-2007)
Fonte: Elaboração do autor

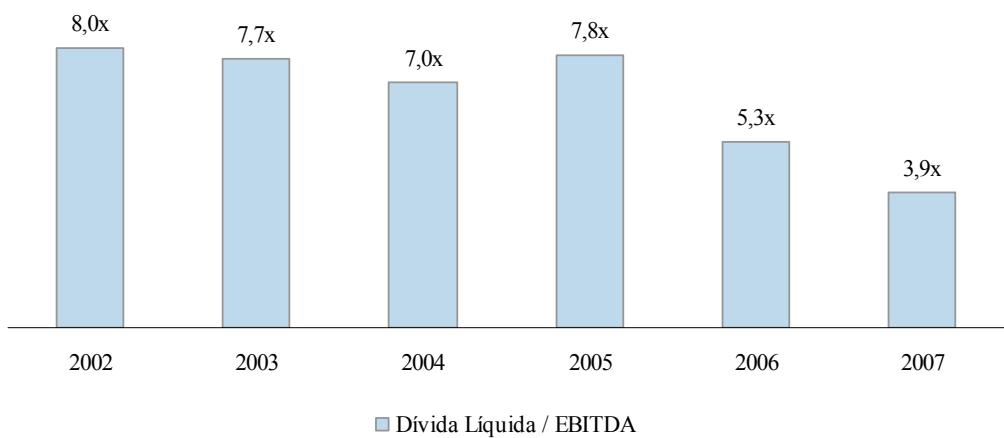


Gráfico 12 – Evolução da relação dívida líquida / EBITDA da CESP (2002-2007)

Fonte: Elaboração do autor

31 de dezembro de 2007	Valor (R\$ Milhões)			% do Total
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total	
<u>Moeda Estrangeira</u>				
Instituições Financeiras	145,2	479,0	624,1	9,3%
BNDES	0,0	808,5	808,5	12,1%
Medium Term Notes	284,1	714,9	999,0	14,9%
CPFL	18,3	27,2	45,5	0,7%
Outras Instituições	0,8	4,1	4,9	0,1%
Total Moeda Estrangeira	448,3	2.033,7	2.482,0	37,0%
<u>Moeda Nacional</u>				
FIDC	572,6	2.075,2	2.647,8	39,5%
Instituições Financeiras	69,9	240,6	310,5	4,6%
Notas de Médio Prazo	32,0	777,7	809,7	12,1%
Eletrobrás	5,3	56,6	61,8	0,9%
Valores a Pagar (Itaipu Binacional)	37,7	169,9	207,5	3,1%
Valores a Pagar (Fundação CESP)	44,3	138,5	182,9	2,7%
Total Moeda Nacional	761,7	3.458,5	4.202,3	63,0%
Endividamento Total da CESP	1.210,0	5.492,2	6.702,2	100,0%

Tabela 5 – Composição do endividamento total da CESP

Fonte: Elaboração do autor

5. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA CESP

Os capítulos anteriores apresentaram conceitos-chave relativos ao setor elétrico brasileiro, considerando tanto seus aspectos históricos quanto econômicos, essenciais à análise crítica do processo de privatização da CESP.

Após uma breve exposição da sua história, de seus principais ativos e de seus indicadores operacionais e financeiros mais importantes, este capítulo percorre a avaliação econômico-financeira detalhada da companhia, baseada tanto no método do fluxo de caixa descontado quanto em avaliações relativas através de empresas comparáveis e transações precedentes.

5.1 Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado

Esta seção refere-se à modelagem financeira da Companhia Energética de São Paulo, com o intuito de avaliar seu valor intrínseco e a sensibilidade deste valor aos diferentes cenários de renovação das concessões do parque gerador da empresa.

No contexto desta análise, os termos “valor intrínseco” e “preço justo” devem ser entendidos unicamente como aqueles resultantes da avaliação por fluxo de caixa descontado, não havendo nenhum julgamento por parte do autor quanto a estes serem os únicos preços corretos para o valor da companhia.

A escolha do método do fluxo de caixa descontado para este estudo deve-se, principalmente, a seu grau de sofisticação e a sua flexibilidade para sensibilização de diferentes premissas de variáveis. Além disto, procurou-se seguir as próprias recomendações do GESP à firma de consultoria financeira que prestou os serviços de avaliação econômico-financeira da CESP no processo de privatização de 2008:

A contratada para a prestação do serviço procederá à execução da avaliação econômico-financeira das participações acionárias indicadas pela contratante, mediante a execução da avaliação econômico-financeira da empresa, com base no método do fluxo de caixa descontado, a qual deverá considerar o valor presente líquido do Fluxo de Caixa Livre Operacional para os Acionistas derivado das atividades operacionais para, no mínimo, os próximos 10 (dez) anos, apoiado por estudo detalhado da taxa de desconto utilizada e valor residual obtido pela hipótese de fluxo perpétuo a partir do décimo ano [...] (SÃO PAULO, 2007, p. 18)

O FCD também é a metodologia tradicionalmente usada pelo mercado financeiro e de capitais, sendo exigida pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) como um dos métodos

para fins de elaboração de laudos de avaliação em que se exige a determinação do valor econômico de uma companhia.

As principais premissas que foram assumidas pelo autor na elaboração da modelagem financeira e o detalhamento do cenário base construído encontram-se explicadas a seguir:

1. Horizonte de projeções

O modelo comprehende a projeção do fluxo de caixa para o período de janeiro de 2008E a dezembro de 2017E (10 anos). Além disso, o caso base assume valor da perpetuidade a partir do fluxo de caixa gerado em 2017E (crescimento nominal na perpetuidade de 4,0% ao ano), ou seja, assume a premissa implícita de que os contratos de concessão das diversas usinas serão renovados indefinidamente quando de seus respectivos vencimentos, sem qualquer ônus para a companhia. A data-base da avaliação é 31 de dezembro de 2007.

2. O modelo é apresentado em moeda nominal

Tanto os contratos de venda de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto os contratos bilaterais celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) prevêem o reajuste tarifário, normalmente com base na variação anual do IGP-M. As projeções de todos os valores monetários apresentados nesta modelagem também assumem algum tipo de reajuste, sendo alguns baseados no IGP-M e outros no IPCA. Desta forma, os valores apresentados refletem o efeito da inflação ao longo do tempo. Todas as projeções macroeconômicas (crescimento do PIB, taxa de câmbio, inflação e taxa de juros) são baseadas na mediana das expectativas de mercado de acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil de 28 de dezembro de 2007.

3. Tributação baseada em legislação vigente, sem consideração de incentivos ou benefícios fiscais

A modelagem que suporta a presente análise assume como pressuposto a cobrança regular dos impostos incidentes sobre as operações de uma concessionária, ou seja, Contribuição para o Fundo RGR (Reserva Global de Reversão, fundo criado pelo Governo Federal em 1971 para fornecer recursos para compensar as concessionárias quando as concessões forem rescindidas antecipadamente ou não forem renovadas), Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento (as

concessionárias de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico) PIS, COFINS, imposto de renda, adicional de imposto de renda e contribuição social.

4. Potencial de geração de energia

Como descrito anteriormente, de acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por geradoras hidrelétricas não depende da energia efetivamente gerada ou de sua capacidade instalada, e sim da energia assegurada de cada usina, cuja quantidade é determinada pelo Poder Concedente, constando no respectivo contrato de concessão. A energia excedente, produzida além dos níveis da energia assegurada, é compensada pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que cobre apenas os custos variáveis de operação e manutenção da companhia.

A atual energia assegurada da CESP está praticamente toda contratada até 2012, a preços reajustados com base na inflação. A partir de 2013, a companhia possuirá substancial montante de energia disponível para nova contratação, que poderá ser feita tanto no Ambiente Livre, através de contratos bilaterais, quanto no Ambiente Regulado, por meio dos leilões de energia realizados pelo Governo. No modelo de avaliação, consideramos que a CESP irá recontratar integralmente esta energia no Ambiente Livre (ACL). Além disso, a companhia vem historicamente gerando um volume excedente de energia equivalente a cerca de 15% - esta proporção foi mantida constante para 2008E em diante.

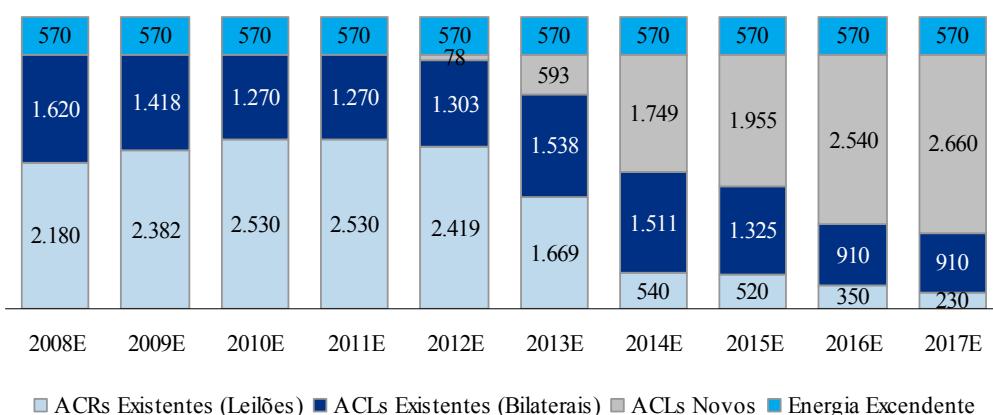


Gráfico 13 – Projeção do volume de energia comercializada (2008E-2017E)

Fonte: Elaboração do autor

5. Cenários adotados para o preço da energia assegurada

O preço da energia vendida pela CESP por meio dos contratos de longo prazo firmados com distribuidoras (ACRs) e consumidores finais (ACLs) é pré-definido, assim como a correção periódica destes valores. Portanto, a principal variável a ser definida é o preço futuro dos contratos novos de ACL.

Uma aproximação razoável para o preço de um contrato de ACL novo seria o preço de mercado *spot* praticado no CCEE, que reflete os níveis correntes e projetados de oferta e demanda. Entretanto, como podemos observar no gráfico a seguir, a volatilidade deste índice praticamente impossibilita a determinação de qualquer linha de tendência.

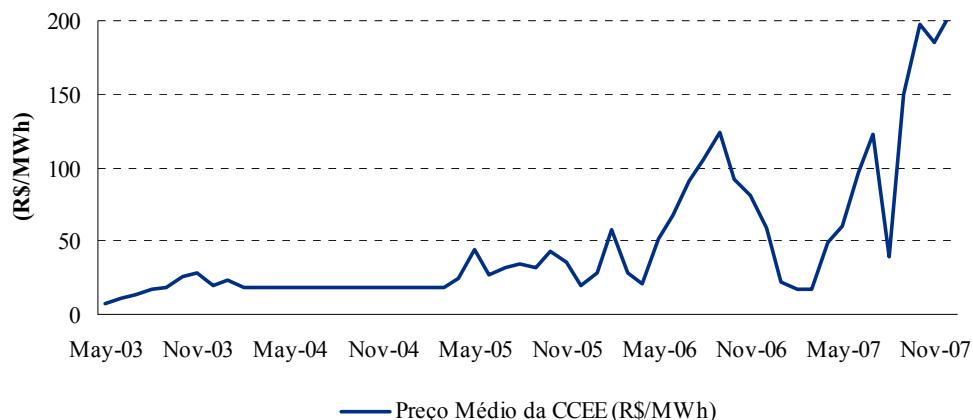


Gráfico 14 – Evolução do preço médio da CCEE na região SE/CO
Fonte: Elaboração do autor

Felizmente, o ONS divulga um relatório periódico, o Plano Anual da Operação Energética (PEN), que tem como objetivo:

[...] apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para o horizonte do planejamento da operação energética – cinco anos à frente, período requerido para que, sob a visão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), possam ser tomadas decisões de antecipação e/ou implantação de geração/transmissão pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelos órgãos coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e para aumentar a margem de segurança da operação do SIN. (ONS, 2008, p. 5)

De acordo com estudos de diversos cenários de oferta e demanda de energia de curto e médio prazo, neste relatório o ONS fornece as providências julgadas por ele necessárias para aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica. Mais importante para este

Trabalho, no relatório encontram-se também as estimativas do ONS para os próximos cinco anos dos Custos Marginais de Operação (CMO), que, por sua vez, podem ser considerados uma boa aproximação para o preço de mercado *spot* praticado no CCEE.

Desta forma, os preços dos contratos já existentes da CESP são pré-definidos, e os preços dos contratos de ACL novos são baseados nas estimativas da ONS do CMO para o período de 2008E a 2012E (a partir de 2013E, o valor da estimativa do ano anterior é simplesmente corrigido pela inflação). O faturamento adicional que a companhia vem historicamente gerando pela venda de energia excedente atingiu aproximadamente 6,8% da receita bruta com ACR e ACL em 2007 – para 2008E em diante, este adicional de faturamento foi projetado como 5% da receita bruta de ACR a ACL.

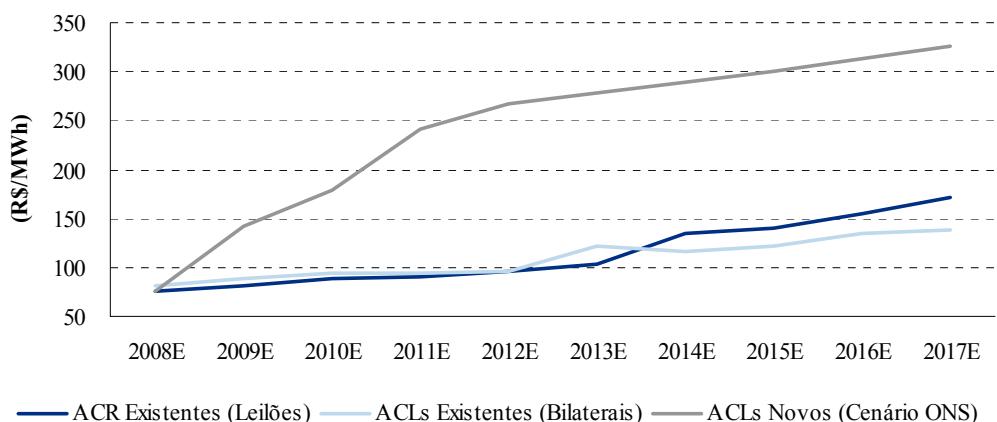


Gráfico 15 – Cenários adotados para o preço da energia assegurada (2008E-2017E)
Fonte: ONS (2008, p. 38)

6. Evolução da receita

Resumindo o que foi descrito nos dois itens anteriores, a receita da CESP no modelo de avaliação por FCD é projetada a partir da energia assegurada do parque gerador da companhia. Assume-se a expiração gradual dos contratos de venda de energia estabelecidos via leilões e com consumidores livres, de acordo com prazos de vencimento dos contratos, sendo que a energia disponível é gradualmente re-contratada apenas com consumidores livres. A receita adicional da venda de energia excedente à assegurada é calculada como equivalente a 5% da receita operacional com venda de energia para leilões e consumidores livres.

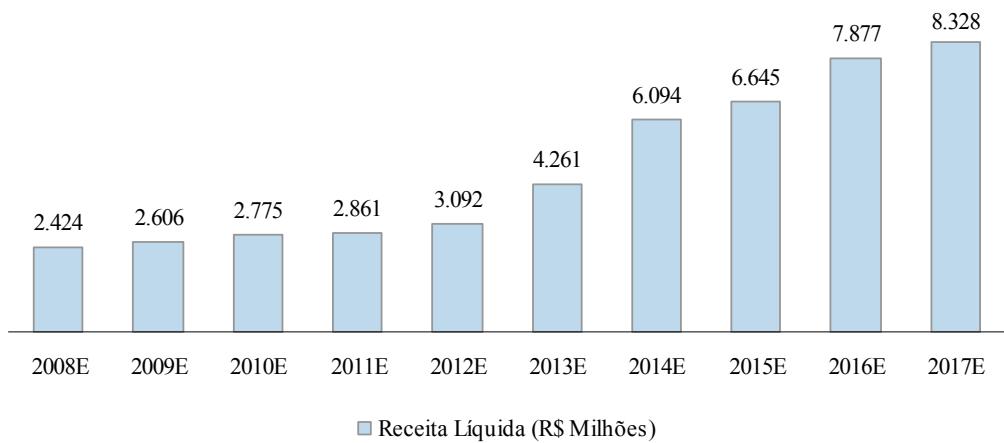


Gráfico 16 – Receita líquida projetada da CESP (2008E-2017E)

Fonte: Elaboração do autor

7. Evolução dos custos e despesas

Os impostos diretos sobre a receita operacional bruta (PIS e COFINS) são calculados com base em alíquotas vigentes. Os encargos e taxas setoriais são projetados de acordo com suas características individuais (% da receita operacional ou indexados por inflação, caso a caso). Custos e despesas com pessoal, serviços de terceiros, materiais e outros custos e despesas operacionais são projetados de acordo com inflação (IPCA). A depreciação é calculada de acordo com a taxa de depreciação média histórica dos ativos e da depreciação das novas adições ao imobilizado, em função da projeção dos investimentos de capital.

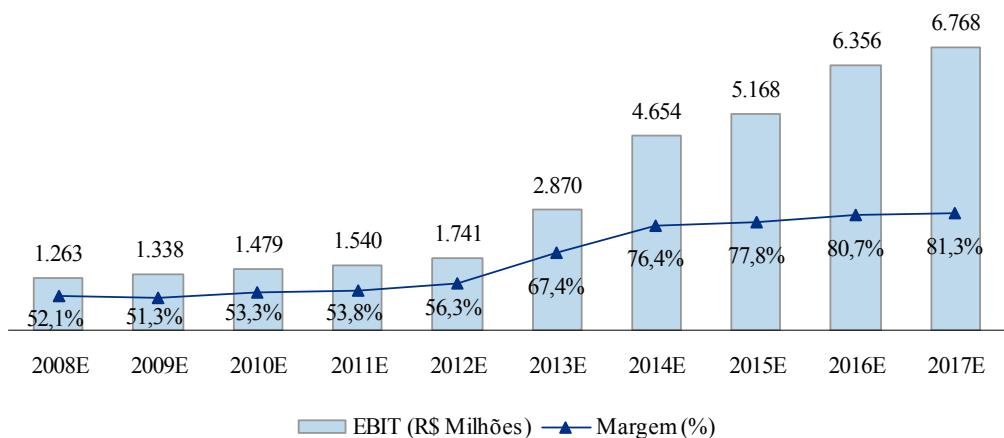


Gráfico 17 – EBIT projetado da CESP (2008E-2017E)

Fonte: Elaboração do autor

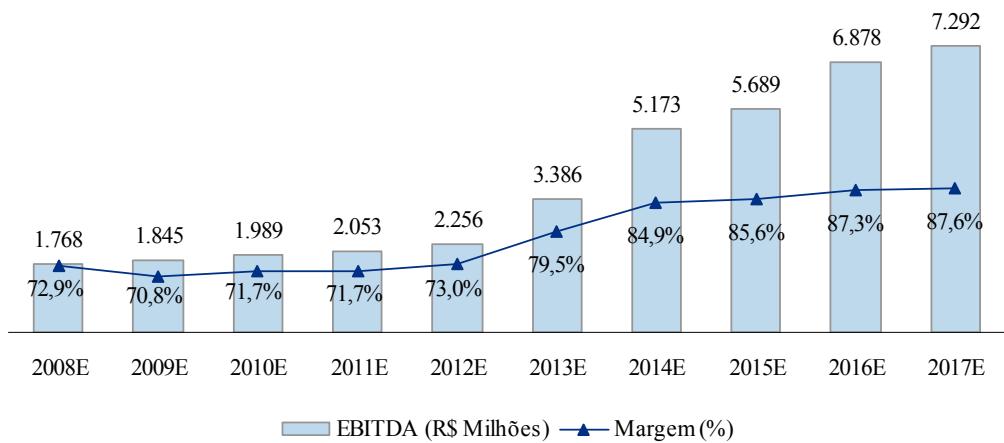


Gráfico 18 – EBITDA projetado da CESP (2008E-2017E)

Fonte: Elaboração do autor

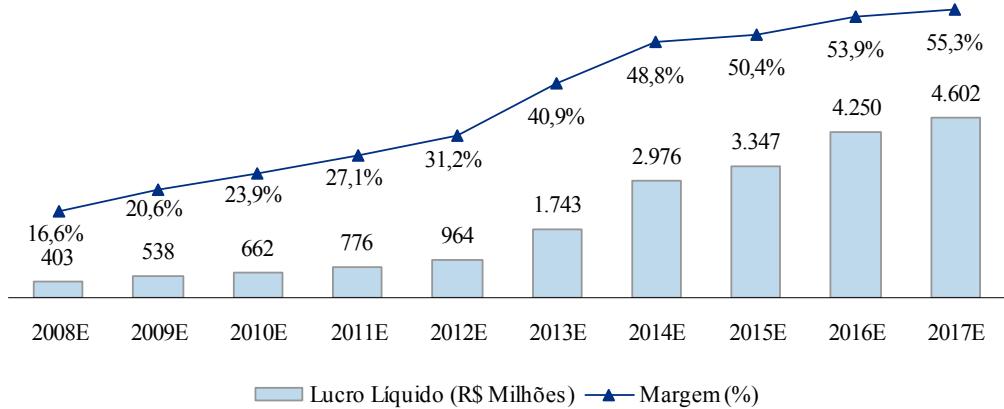


Gráfico 19 – Lucro líquido projetado da CESP (2008E-2017E)

Fonte: Elaboração do autor

8. Variação do capital de giro

A variação do capital de giro é projetada em função da própria variação das contas de ativos e passivos circulantes operacionais.

9. Ajustes ao valor da empresa

Como foi devidamente definido no referencial teórico deste trabalho, o fluxo de caixa livre para a empresa, quando trazido ao valor presente de acordo com a taxa de desconto correta, fornece o valor da empresa como um todo, ou seja, o valor para os acionistas e credores.

Portanto, o valor para 100% das ações da CESP deve levar em conta o endividamento líquido da companhia, que é considerado como a soma do saldo no balanço patrimonial das rubricas “Empréstimos e Financiamentos” de Curto e Longo Prazo, mais os “Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC)” de Curto e Longo Prazo, mais os “Valores a Pagar para Itaipu Binacional” de Curto e Longo Prazo e mais os “Valores a Pagar para Fundação CESP” de Curto e Longo Prazo, deduzida da soma do saldo no balanço patrimonial das rubricas “Disponibilidades” e “Aplicações Financeiras”.

<i>Posição em 31 de dezembro de 2007</i>	<i>Valor (R\$ Milhões)</i>
+ Empréstimos e Financiamentos de Curto Prazo	555,5
+ Empréstimos e Financiamentos de Longo Prazo	3.108,6
+ FIDCs de Curto Prazo	572,6
+ FIDCs de Longo Prazo	2.075,2
+ Valores a Pagar (Itaipu Binacional) de Curto Prazo	37,7
+ Valores a Pagar (Itaipu Binacional) de Longo Prazo	169,9
+ Valores a Pagar (Fundação CESP) de Curto Prazo	44,3
+ Valores a Pagar (Fundação CESP) de Longo Prazo	138,5
= Endividamento Total (A)	6.702,2
+ Disponibilidades	18,2
+ Aplicações Financeiras	661,5
= Disponibilidades (B)	679,7
A – B= Ajuste ao Valor da Empresa	6.022,5

Tabela 6 – Cálculo do ajuste ao valor da empresa da CESP

Fonte: Elaboração do autor

10. Custo médio ponderado de capital

Garantindo a consistência entre o fluxo de caixa livre para a empresa e a taxa de desconto, o cálculo do WACC foi feito em dólares norte-americanos nominais, e em seguida convertido para reais nominais com base no diferencial de inflação entre as duas moedas.

Procurou-se seguir todas as recomendações das Notas Técnicas nº 302/2006-SRE/ANEEL e nº 36/2007-SRE/ANEEL, da Aneel, que definem o cálculo do WACC para o ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica. As únicas modificações feitas objetivaram adequar o cálculo para o contexto das concessionários de geração de energia elétrica, que evidentemente apresentam riscos bastante diversos daqueles das concessionárias de distribuição.

O cálculo do custo da dívida da CESP foi dividido em taxa livre de risco, prêmio de risco Brasil, prêmio de risco cambial e prêmio de risco de crédito. No cálculo do prêmio de risco de crédito foram selecionadas empresas com classificação de risco Ba2 (*rating* semelhante ao da dívida de longo prazo em moeda estrangeira da companhia, conforme a agência de risco Moody's) que tinham série histórica de títulos de longo prazo com liquidez no período de abril de 1994 a junho de 2006. Calculando a média dos *spreads* dessas empresas ao longo da série, determina-se uma taxa média de 2,96%.

Para o cálculo do beta a ser utilizado na determinação da taxa de retorno, foram consideradas as outras três empresas de geração de energia elétrica que também têm suas ações negociadas no Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa): AES Tietê, Duke Paranapanema e Tractebel Energia. De acordo com metodologia coerente, a mediana dos três betas calculados foi 0,70.

As Notas Técnicas da Aneel recomendam ainda um prêmio de risco de mercado de 6,09% (ANEEL, 2006, p. 14), um prêmio de risco Brasil de 4,91% (ANEEL, 2006, p. 21) e um prêmio de risco cambial de 1,78% (ANEEL, 2006, p. 25). Para a taxa livre de risco, a metodologia da Aneel sugere que seja utilizado “[...] um bônus zero cupom do governo dos EUA (referência do mercado global), compatível com a concessão do serviço (longo prazo) [...] como, por exemplo, o bônus do governo dos EUA com prazo de 10 anos até o vencimento” (ANEEL, 2006, p.13), que na data-base da avaliação observava uma taxa de juros anual de 4,10%.

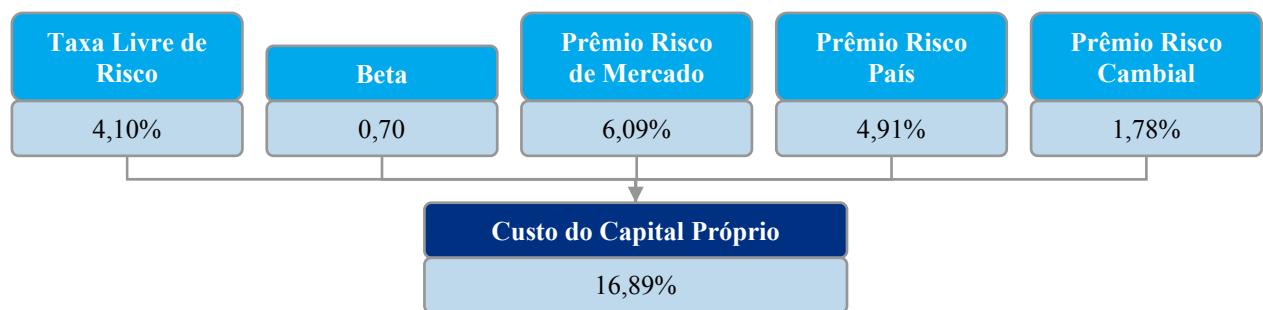


Figura 5 – Cálculo do custo do capital próprio para a CESP
Fonte: Elaboração do autor

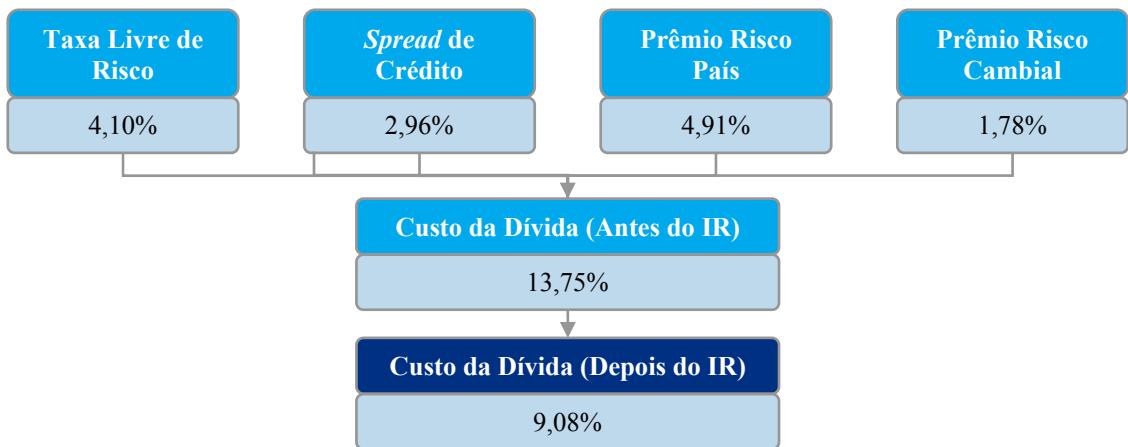


Figura 6 – Cálculo do custo da dívida para a CESP

Fonte: Elaboração do autor

Finalmente, a estrutura de capital ótima para a CESP também foi aproximada de acordo com a mediana da estrutura de capital na data do cálculo da AES Tietê, da Duke Paranapanema e da Tractebel (participação da dívida no capital total da companhia de aproximadamente 40%). Para a conversão para reais nominais, o diferencial de inflação entre as duas moedas foi calculado como 2,0% (com base nas projeções da taxa de inflação de longo prazo para os EUA, de 2,0%, e para o Brasil, de 4,0%).

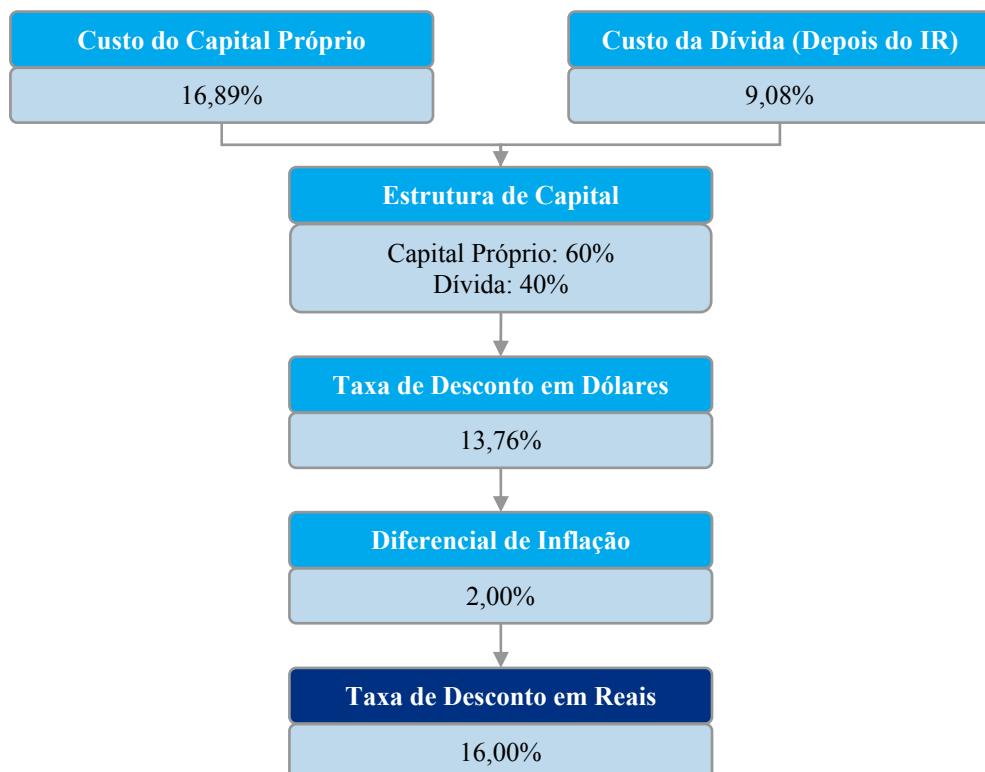


Figura 7 – Cálculo da taxa de desconto para a CESP

Fonte: Elaboração do autor

Assim, após definição de todas as hipóteses e premissas, pode-se calcular o fluxo de caixa para o acionista, que deve ser trazido a valor presente de acordo com o WACC correto. De posse do valor da empresa, basta aplicar os ajustes para obter-se o valor para 100% das ações da CESP.

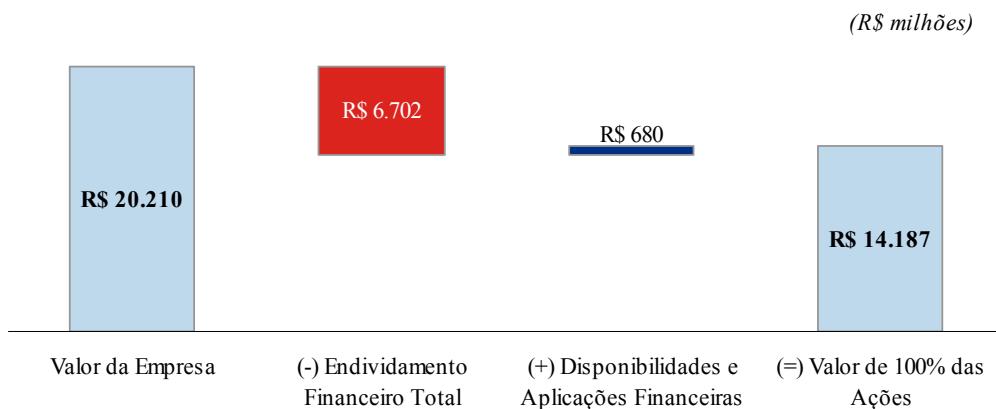


Figura 8 – Avaliação por fluxo de caixa descontado

Fonte: Elaboração do autor

Considerando-se o número total de ações da CESP (ordinárias, preferenciais A e preferenciais B, que somam exatamente 327.502.673 ações), o valor de R\$ 14.187 milhões equivale a um preço por ação de aproximadamente **R\$ 43,32 / ação**.

5.2 Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis

Para a avaliação por múltiplos de empresas comparáveis, assim como no cálculo do beta utilizado na determinação do custo de capital próprio da CESP, foram consideradas as outras três empresas de geração de energia elétrica que também tem suas ações negociadas no Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa): Tractebel Energia, AES Tietê e Duke Paranapanema.

<i>Em 31 de dezembro de 2007 (R\$ milhões)</i>	Valor de 100% das Ações	Valor da Empresa	Margem EBITDA	Valor da Empresa / EBITDA	
				2007	2008E
Tractebel Energia	14.980	16.127	50,7%	8,9x	9,0x
AES Tietê	6.172	6.873	74,1%	6,4x	5,9x
Duke Paranapanema	3.683	4.623	61,8%	12,1x	12,0x
Mínimo			50,7%	6,4x	5,9x
Média			62,2%	9,1x	9,0x
Máximo			74,1%	12,1x	12,0x

Tabela 7 – Avaliação por múltiplos de valor de empresas comparáveis

Fonte: Elaboração do autor

Entretanto, a técnica dos múltiplos de empresas comparáveis deve ser considerada como uma metodologia secundária de avaliação, devido às diferenças entre a CESP e as empresas em questão no que tange (i) à liquidez das ações, (ii) ao tipo de geração de energia e (iii) ao perfil da contratação de energia.

O cálculo do valor de 100% das ações da CESP de acordo com esta metodologia envolve a multiplicação direta do EBITDA reportado pela companhia em 2007, ou do EBITDA projetado para 2008 pelo modelo de FCD, pelo múltiplo valor da empresa / EBITDA correspondente, e a subtração dos ajustes ao valor da empresa do resultado desta multiplicação.

Como exemplo, a média dos múltiplos comparáveis de valor da empresa / EBITDA 2008E, 9,0x, multiplicado pelo EBITDA projetado para 2008 pelo modelo de FCD para a CESP, R\$ 1.768 milhões, determina um valor de empresa de aproximadamente R\$ 15.849 milhões. Descontados os ajustes, obtém-se um valor para 100% das ações da CESP de R\$ 9.826 milhões (equivalente a **R\$ 30,00 / ação**).

5.3 Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes

Para a avaliação por múltiplos de transações precedentes, foram consideradas as seguintes operações:

Data	Empresa Adquirida	Controladores da Empresa Adquirida	Empresa Adquirente	Características / Capacidade Instalada	Valor da Empresa Implícito Pago	Valor da Empresa / Capacidade Instalada
28-Dez-07	UTE Juiz de Fora	Energisa	Petrobrás	Térmica / Merchant 87 MW	R\$ 119 milhões	R\$ 1.369 / KW
21-Dez-07	Itiquira Energética	NRG Energy (EUA)	Brascan Energética	Hidro / PPA com Copel 156 MW	R\$ 348 milhões	R\$ 2.238 / KW
13-Dez-07	Ponte de Pedra Energética	Impregilo (Itália) / Skanska (Suécia)	Tractebel Energia	Hidro / PPA com Cemig 176 MW	R\$ 334 milhões	R\$ 1.894 / KW
11-Jul-07	Zona da Mata Geração	Energisa	Brascan Energética	Hidro / PPAs diversos 45 MW	R\$ 131 milhões	R\$ 2.903 / KW
8-Jun-06	Conjunto de 20 PCHs	Grupo Rede	ENEL	Hidro / PPAs diversos 92 MW	R\$ 204 milhões	R\$ 2.210 / KW
17-Fev-06	UEG Araucária	El Paso (EUA)	Copel	Térmica / PPAs diversos 484 MW	R\$ 317 milhões	R\$ 654 / KW
2-Fev-06	Macaé	El Paso (EUA)	Petrobrás	Térmica / Merchant 929 MW	R\$ 358 milhões	R\$ 385 / KW
12-Mai-05	Eletrobolt	Enron (EUA) / Prisma	Petrobrás	Térmica / Merchant 388 MW	R\$ 164 milhões	R\$ 423 / KW
24-Mar-05	MPX Termoceará	EBX / MDU Resources (EUA)	Petrobrás	Térmica / Merchant 220 MW	R\$ 137 milhões	R\$ 623 / KW
Mínimo						R\$ 385 / KW
Média						R\$ 1.411 / KW
Média Ajustada						R\$ 2.311 / KW
Máximo						R\$ 2.903 / KW

Tabela 8 – Avaliação por múltiplos de valor de transações precedentes

Fonte: Elaboração do autor

Se no caso dos múltiplos de empresas comparáveis foi feita a ressalva quanto às diferenças entre a CESP e as empresas em questão, isto é ainda mais necessário no caso da avaliação com base em múltiplos de valor de transações precedentes. Como metodologia adicional, esta técnica não se mostra necessariamente apropriada para este estudo, dado que a maioria das transações comparáveis (privatizações de geradoras) ocorreram durante meados e final da década de 90, em ambientes macroeconômico e regulatório bastante distintos do atual. As transações mais recentes envolveram sobretudo PCHs (por exemplo, a aquisição de 20 PCHs do Grupo Rede pela ENEL) e ativos de geração térmica (por exemplo, a aquisição da UTE Juiz de Fora da Energisa pela Petrobrás).

Portanto, com o objetivo de tornar estes valores mais comparáveis com a situação da CESP, a média ajustada calculada na tabela acima considera apenas as transações envolvendo empresas de geração de fonte hidráulica, isto é, exclui as transações de compra de geradoras térmicas. Além disto, nota-se que os múltiplos calculados são os múltiplos técnicos de valor de empresa / capacidade instalada.

Assim, a partir da média ajustada de R\$ 2.311 / KW e da capacidade instalada da CESP, 7.456 MW, obtém-se um valor de empresa de aproximadamente R\$ 17.233 milhões. Descontados os ajustes, chega-se a um valor para 100% das ações da CESP de R\$ 11.210 milhões (equivalente a **R\$ 34,23 / ação**).

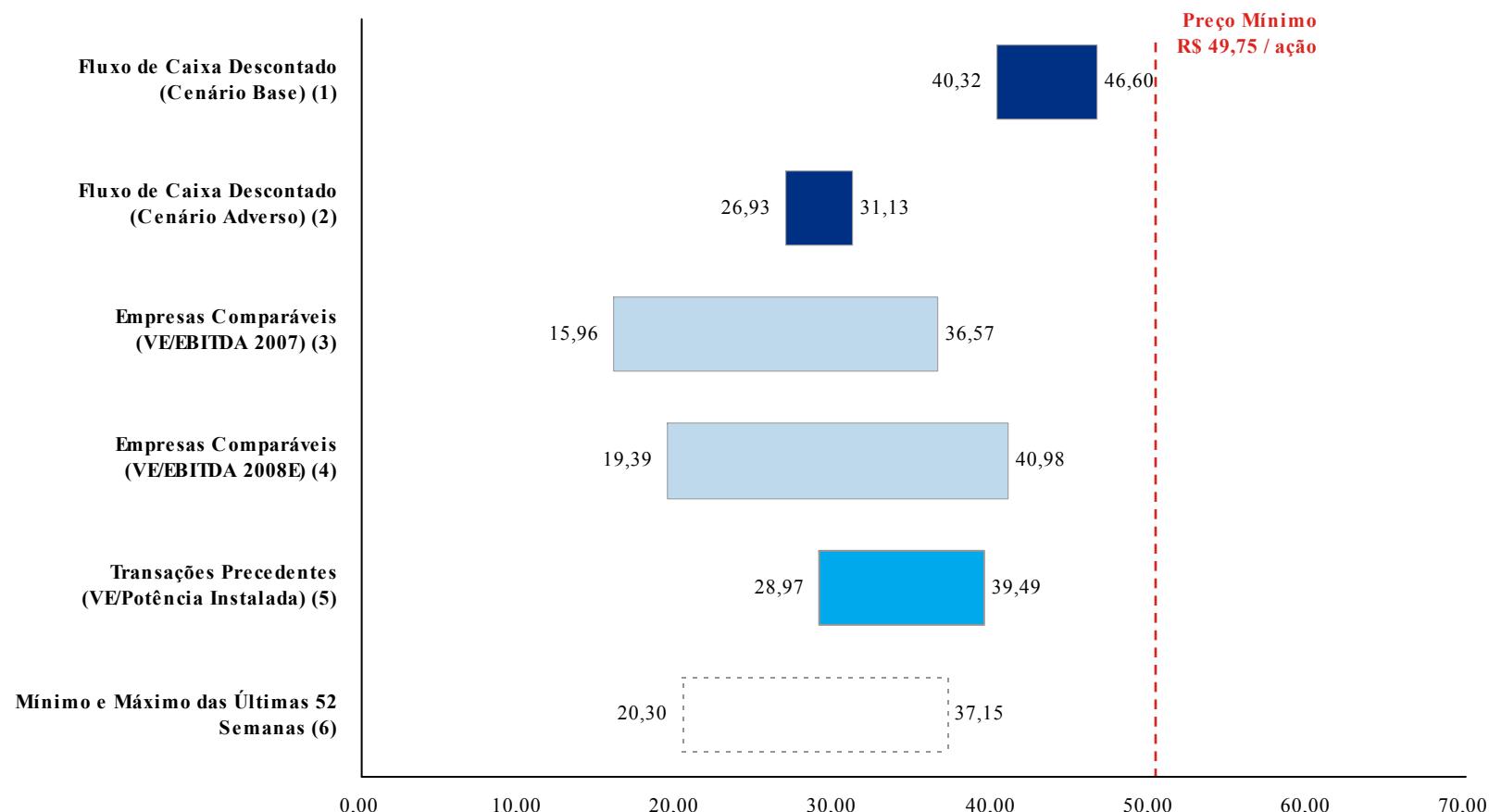
5.4 Resultados Finais

Após a conclusão da análise econômico-financeira da CESP com base em três metodologias diferentes – fluxo de caixa descontado, múltiplos de valor de empresas comparáveis e múltiplos de valor de transações precedentes – há finalmente embasamento quantitativo para a discussão do preço mínimo por ação definido pelo GESP, de **R\$ 49,75 / ação**.

O gráfico a seguir resume os estudos das páginas anteriores. Nos intervalos de valor obtido através do método de fluxo de caixa descontado, há dois casos: (i) cenário base, que considera intervalo de WACC de 15,5% a 16,5% em R\$ nominais, taxa de crescimento na perpetuidade de 4,0% em R\$ nominais e renovação automática dos contratos de concessão das diversas usinas quando de seus respectivos vencimentos, sem qualquer ônus para a companhia; e (ii) cenário adverso, que também considera intervalo de WACC de 15,5% a 16,5% em R\$ nominais e taxa de crescimento na perpetuidade de 4,0% em R\$ nominais, mas que assume

que, quando do vencimento das concessões das usinas de Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupiá, não há renovação – ou seja, a energia assegurada de cada usina é subtraída da energia assegurada total da companhia.

Para efeito de comparação com as outras metodologias de avaliação adotadas, decidiu-se incluir também o preço máximo e o preço mínimo em Bolsa da ação PNB da CESP (CESP6) durante as últimas 52 semanas terminadas em 31 de outubro de 2007, um dia antes do anúncio da retomada do processo de privatização (utiliza-se a ação PNB na análise devido à sua maior liquidez, comparado com a ação ON).



(1) Cenário base, segundo o qual os contratos de concessão das diversas usinas são renovados sem qualquer ônus para a companhia. Considera intervalo de WACC de 15,5% a 16,5% em R\$ nominais e taxa de crescimento na perpetuidade de 4,0% em R\$ nominais.

(2) Cenário adverso, segundo o qual os contratos de concessão de Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupiá não são renovados. Considera intervalo de WACC de 15,5% a 16,5% em R\$ nominais e taxa de crescimento na perpetuidade de 4,0% em R\$ nominais.

(3) Considera intervalo de múltiplos VE / EBITDA 2007 de 7,5x – 12,0x e EBITDA de R\$ 1.500 milhões em 2007.

(4) Considera intervalo de múltiplos VE / EBITDA 2008E de 7,0x – 11,0x e EBITDA de R\$ 1.768 milhões em 2008E.

(5) Considera intervalo de múltiplos VE / Potência Instalada de R\$ 2.080 / KW – R\$ 2.542 / KW e potência instalada de 7.456 MW.

(6) Com base na cotação mínima e máxima de CESP6 nas últimas 52 semanas, respectivamente R\$ 20,30 e R\$ 37,15 por ação e 327,5 milhões de ações.

Figura 9 – Comparaçao dos valores por ação da CESP de acordo com diferentes metodologias

Fonte: Elaboração do autor

6. CONCLUSÕES

6.1 Resultados Obtidos

A figura da página anterior ilustra como, no contexto regulatório atual, a metodologia do FCD de fato é a mais apropriada para embasar o cálculo do valor para 100% das ações da CESP, dado que captura mais precisamente o real potencial futuro de geração de caixa da companhia. As outras metodologias, por serem baseadas em valores históricos ou em projeções de curto prazo são incapazes de quantificar plenamente a possibilidade de retornos substanciais para a companhia conforme sua energia assegurada é descontratada e re-contratada a preços superiores o que só ocorre a partir de 2012.

Ao se empregar o FCD como principal metodologia de avaliação econômico-financeira da CESP, primeiramente adotou-se a premissa de que as concessões de cada uma das seis usinas seriam renovadas indefinidamente, por sucessivos ciclos, sem qualquer ônus para a companhia. Em outras palavras, considerou-se que os fluxos de caixa oriundos da venda de energia por parte das seis usinas da companhia seriam mantidos, não só até os respectivos prazos de vencimento das concessões, mas pela perpetuidade. Nesta situação, chamada de “cenário base”, a faixa de valor por ação obtida para a CESP de fato se aproxima bastante do valor mínimo definido pelo GESP, de R\$ 49,75 / ação.

Num exercício complementar, chamado de “cenário adverso”, o cálculo do valor por ação da CESP foi refeito considerando que, quando do vencimento das concessões das usinas hidrelétricas de Ilha Solteira, Três Irmãos e Jupiá, em julho de 2015, seus respectivos contratos de operação não seriam renovados pelo Poder Concedente. Nesse caso, conforme previsto em lei, o Governo Federal ficaria obrigado a indenizar a companhia pela reversão dos ativos que ainda não tivessem sido depreciados ou amortizados totalmente. Entretanto, como a legislação e a jurisprudência brasileiras não estabelecem claramente a metodologia de cálculo da indenização a ser paga nessa hipótese – a CESP poderia até mesmo não fazer jus ao recebimento de nenhuma indenização – o cenário não considerou o pagamento de qualquer valor adicional pelo Governo Federal, evitando assim a inclusão de uma variável de difícil mensuração.

O impacto da premissa de não renovação dos contratos para o valor por ação da CESP, conforme pode-se constatar pela simples observação da figura, é substancial. Considerando-se

o valor médio da faixa de preço sugerida pela metodologia do FCD no “cenário base” e no “cenário adverso”, a redução de valor é da ordem de 33%, e a distância até o preço mínimo definido pelo GESP aumenta significativamente.

É evidente que uma decisão de cunho tão estratégico e estrutural quanto a participação no processo de privatização da quarta maior geradora de energia elétrica por capacidade instalada no país envolve, inevitavelmente, a ponderação de uma quantidade quase incomensurável de fatores, desde as condições de pagamento e a disponibilidade de empréstimos financeiros para a aquisição até a análise de *trade offs* entre o investimento em novos projetos de geração, como as usinas de Santo Antônio e Jirau, e o investimento em empresas já consolidadas, como a CESP.

Entretanto, é inegável que a incerteza quanto às questões regulatórias – especificamente, a falta de uma definição clara das condições de renovação dos contratos de concessão das usinas hidrelétricas – foi um dos temas mais decisivos no que tange as circunstâncias que envolveram o fracasso do processo. A análise histórico-econômica do setor não deixa dúvidas quanto à assimetria de influência entre o Poder Concedente e as empresas concessionárias, e a avaliação financeira da CESP permite a quantificação, ainda que aproximada, deste risco – risco que os potenciais investidores decidiram, por bem, não correr.

6.2 Soluções Propostas

Apesar do fracasso do processo de privatização da CESP, que se encontra mais uma vez postergado, agora indefinidamente, o autor entende que algumas alternativas permanecem disponíveis ao Governo do Estado de São Paulo no que se refere às perspectivas para monetização de sua participação acionária na companhia. Cada alternativa apresenta um equilíbrio distinto entre tempo, complexidade de execução e benefício econômico.

1. Pedido de aplicação da Lei nº 9.074/95 no contexto de uma privatização

Nessa alternativa, o Governo do Estado de São Paulo seria responsável por retomar as discussões com Governo Federal, o Ministério de Minas e Energia e a Aneel sobre viabilidade de aplicação da Lei nº 9.074/95, que contempla a possibilidade de privatização de empresa concessionária do setor elétrico simultaneamente com outorga de nova concessão. No

contexto da privatização da CESP, a aplicação da Lei autorizaria a renovação automática dos contratos de concessão por até 30 anos.

Dentre os diversos méritos dessa alternativa, é possível citar a existência de precedentes em privatizações passadas e de argumentos relativos ao histórico do sistema CESP, a possibilidade de renovação sem qualquer ônus financeiro para a companhia e total previsibilidade no prazo das concessões e consequente impacto favorável no preço.

Evidentemente, este seria um processo potencialmente longo e de sucesso incerto. Além disso, caso a aplicação da Lei 9.074/95 seja bem sucedida, os agentes do setor inevitavelmente interpretarão tal resultado como uma sinalização do Governo Federal de que a privatização garante a prorrogação do contrato de concessão por até 30 anos, o que vai de encontro à posição atual do Governo.

2. Antecipação da discussão acerca da renovação de concessões expirando em 2015

Nessa alternativa, o Governo do Estado de São Paulo seria responsável por mobilizar as outras partes interessadas (geradoras, transmissoras e distribuidoras) com o objetivo de antecipar a definição das regras para renovação das concessões expirando em 2015.

Além da CESP, outras concessionárias importantes também estão sujeitas à não renovação dos contratos de concessão de parte do seu parque gerador até 2015: Eletrobrás, Cemig e Copel têm, respectivamente, 41%, 44% e 54% das suas energias asseguradas na mesma situação. Portanto, dada a visibilidade do tema ocasionada pelo processo de privatização da CESP e a existência de outras partes com interesses alinhados aos do Governo do Estado de São Paulo, o momento parece bastante oportuno para iniciar tal discussão.

Entretanto, além da incerteza quanto à duração e ao sucesso dessa alternativa, a possibilidade de que a renovação das concessões seja aprovada, mas condicionada a algum encargo financeiro adicional às concessionárias (a chamada “renovação onerosa”) deve ser ponderada cuidadosamente pelo GESP.

3. Cisão dos ativos da CESP com vistas à alienação segregada

Essa alternativa envolveria a cisão da CESP em duas empresas detendo usinas com prazos de vencimento das concessões distintos, para a posterior alienação da empresa cujas concessões apresentassem maior prazo de vencimento.

Ainda que essa alternativa possibilite maior previsibilidade do fluxo de caixa e, consequentemente, impacte positivamente a avaliação de cada ativo, a complexidade do processo (que também envolveria a segregação de contratos, dívidas, funcionários e encargos do plano de pensão, por exemplo), o risco de questionamentos legais em virtude da diferença do valor contábil (ativo imobilizado líquido) e o valor econômico (principalmente Porto Primavera) e a duração incerta podem torná-la menos atrativa para o Governo do Estado de São Paulo.

4. Oferta pública secundária de ações da CESP (“follow-on”)

Finalmente, o Governo do Estado de São Paulo poderia optar pela estruturação de uma oferta pública de suas ações ON excedentes ao controle e da totalidade de suas ações PNB. Se comparada com as outras alternativas, esta é a que apresenta o prazo de execução mais curto (normalmente de 9 a 13 semanas), e possibilitaria a monetização parcial com manutenção de controle.

A avaliação financeira potencialmente ocorreria em patamar substancialmente inferior ao determinado no contexto do leilão de privatização, mas mesmo com base em um preço por ação de R\$ 25 a R\$ 40 e considerando a manutenção do controle, através de uma oferta secundária de ações, o Governo do Estado de São Paulo poderia monetizar de R\$ 2,0 bilhões a R\$ 3,1 bilhões, contribuindo também para aumentar significativamente a liquidez das ações ON e PNB.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL Nota Técnica nº 302/2006-SRE/ANEEL. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2006.

ANEEL Nota Técnica nº 36/2007-SRE/ANEEL. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2007.

ASSAF NETO, A. **Estrutura e análise de balanços:** Um enfoque econômico-financeiro. São Paulo: Atlas, 2007.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Código de Águas.** Brasília, 1980.

_____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 13 de abril de 1990.

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 5 de março de 1993.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 14 de fevereiro de 1995a.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 8 de julho de 1995b.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 de dezembro de 1996.

_____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 28 de maio de 1998a.

_____. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. **RE-SEB II: Implantação da reestruturação do setor elétrico – desafios.** Brasília, 1998b (Nota Técnica SEN-NT2 16/98).

_____. Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 16 de maio de 2001.

BREALEY, R. A.; MEYERS, S. C.; ALLEN, F. **Principles of corporate finance.** New York: McGraw-Hill/Irwin, 2008

CACHAPUZ, P. B. B. (Coord.). **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2006.

CITRON, B. **Avaliação crítica do programa de concessões rodoviárias no Brasil:** estudo do lote 5 da segunda etapa do programa federal. Trabalho de formatura – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro – relatório consolidado Etapa IV-1 – Volume 1:** Sumário executivo. Brasília, 1997.

CRUZ, P. D. **Notas sobre o endividamento externo brasileiro nos anos setenta.** In: BELLUZZO, L. G. M.; COUTINHO, R. (Org.). Desenvolvimento capitalista no Brasil. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 1998.

DAMODARAN, A. **Investment valuation:** Tools and techniques for determining the value of any asset. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2002.

_____. **Damodaran on valuation:** Security analysis for investment and corporate finance. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2006.

EPE **Balanço Energético Nacional 2009 – Ano Base 2008:** Resultados Preliminares. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2009.

FIPECAFI. **Manual de contabilidade das sociedades por ações:** aplicável às demais sociedades. São Paulo: Atlas, 2009.

KELMAN, J. (Coord.). **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia.** Brasília, 2001.

KOLLER, T.; GOEDHART, M.; WESSELS, D. **Valuation**: Measuring and managing the value of companies. New York: John Wiley & Sons, Inc., 2005

LIZARDO DE ARAÚJO, J. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. **Revista Nova Economia**, Belo Horizonte, v.11, n.1, p.92-93, jul. 2001.

LOPREATO, F. L. C. **O endividamento dos governos estaduais nos anos 90**. Campinas: Unicamp. Instituto de Economia, 2000 (Texto para Discussão, 94).

OLIVEIRA, J.K. **Diretrizes gerais do Plano Nacional de Desenvolvimento**. Belo Horizonte: Livraria Oscar Nicolai, 1955.

ONS **Plano Anual da Operação Energética – PEN 2008**: Relatório Completo. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2008.

PIRES, J.C.L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000 (Textos para Discussão, 76).

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JORDAN, B. D. **Fundamentals of corporate finance**. New York: McGraw-Hill/Irwin, 2008.

SANVINCENTE, A. Z. **A relevância de prêmios por risco soberano e risco cambial no uso do CAPM para a estimativa do custo de capital das empresas**. São Paulo: Ibmec, 2004.

SÃO PAULO. Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo. Coordenadoria Geral da Administração. Departamento de Suprimentos e Atividades Complementares. **Edital de Licitação Concorrência NCC nº 01/2.007**. São Paulo, 2007.

SILVEIRA, R. **A CESP, fatos precursores de sua gênese**. São Paulo: Companhia Energética de São Paulo: Instituto de Estudos Brasileiros, 1987

APÊNDICES

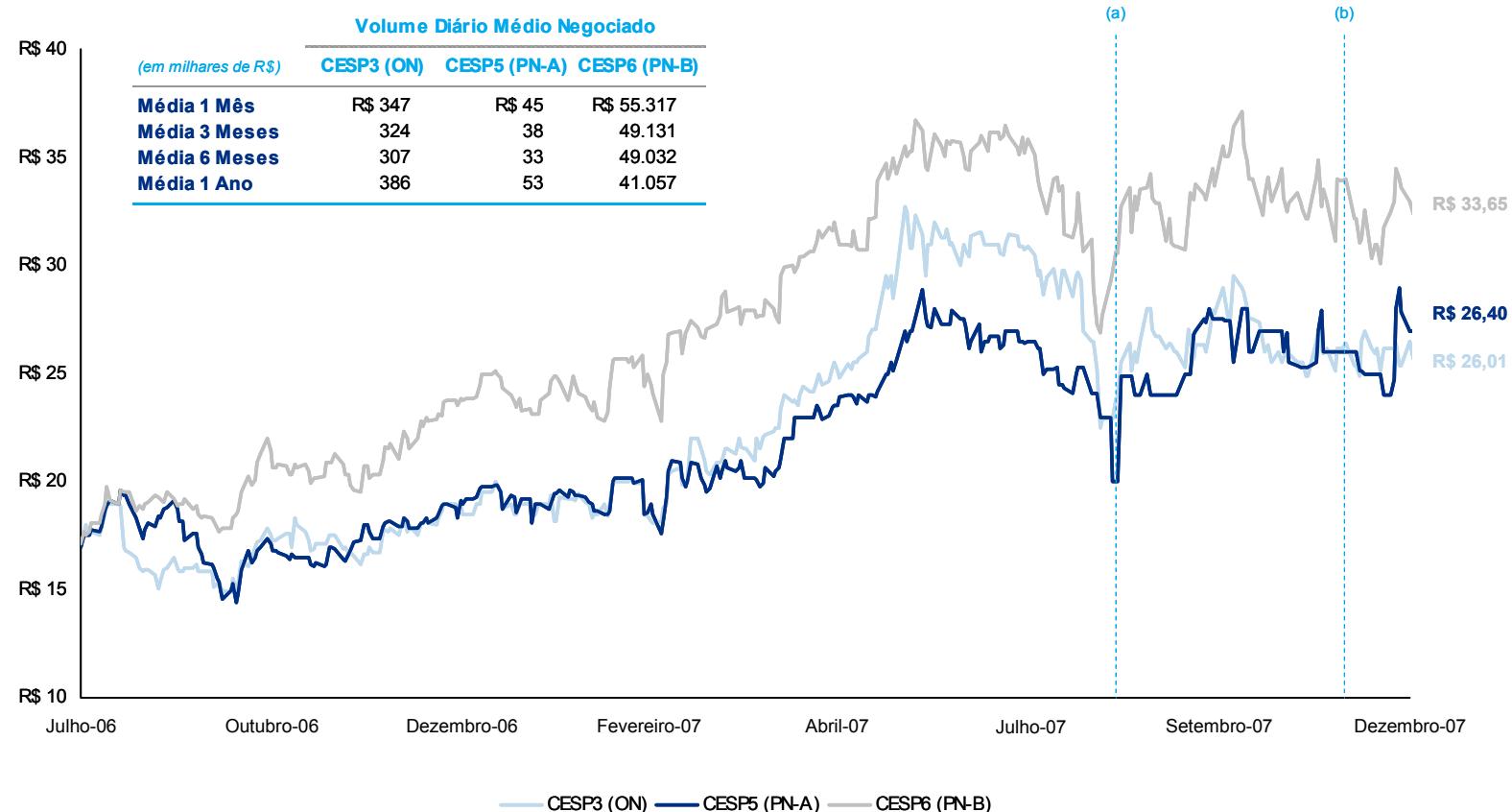
APÊNDICE A – Estrutura Acionária da CESP em 31 de Dezembro de 2007

Acionista (Em milhares de ações)	ON	%	PN-A	%	PN-B	%	Total	%
Governo do Estado de São Paulo	87.664	80,3%	-	-	28.928	13,8%	116.592	35,6%
Fazenda do Estado de São Paulo	85.893	78,7%	-	-	7.022	3,3%	92.915	28,4%
Cia. do Metropolitano de São Paulo (Metrô)	1.762	1,6%	-	-	8.113	3,9%	9.875	3,0%
Cia. Paulista de Parcerias (CPP)	-	-	-	-	13.793	6,6%	13.793	4,2%
Departamento de Águas e Energia Elétrica (DAEE)	2	0,0%	-	-	-	-	2	0,0%
Desenvolvimento Rodoviário S.A. (Dersa)	0	0,0%	-	-	-	-	0	0,0%
Cia. de Saneamento Básico do Estado de SP (Sabesp)	7	0,0%	-	-	-	-	7	0,0%
Banco Santander Banespa S.A.	973	0,9%	-	-	23.967	11,4%	24.941	7,6%
Banco Opportunity S.A. (Fundos)	161	0,1%	-	-	25.959	12,3%	26.120	8,0%
Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás)	38	0,0%	6.665	82,1%	-	-	6.702	2,0%
Outros	20.331	18,6%	1.455	17,9%	122.469	58,3%	144.255	44,0%
Total	109.168	100,0%	8.120	100,0%	210.216	100%	327.503	100,0%

Tabela 9 – Estrutura acionária da CESP em 31 de dezembro de 2007

Fonte: Elaboração do autor

APÊNDICE B – Performance das Ações da CESP



(a) 21/08/07: Divulgação do edital de licitação para contratação do serviço de assessoria para alienação de ativos mobiliários detidos pelo Governo do Estado de São Paulo.

(b) 01/11/07: Divulgação de fato relevante pela CESP informando da expedição da ordem de serviço para dar início à prestação de serviços de consultoria para a avaliação, modelagem e execução de venda de participação acionária detida pelo Estado no capital da empresa.

Gráfico 20 – Performance das ações da CESP desde 31 de julho de 2006

Fonte: Elaboração do autor

