

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA
DA
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA

Autor: Felipe Cardoso de Gusmão Cunha

Nº de matrícula: 9814197-5

Orientador: José Henrique Tinoco

Dezembro de 2001

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

A AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA
DA
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA

Autor: Felipe Cardoso de Gusmão Cunha

Nº de matrícula: 9814197-5

Orientador: José Henrique Tinoco

Dezembro de 2001

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”.

Agradecimentos especiais a José Henrique Tinoco por suas valiosas contribuições à realização deste trabalho e por sua dedicação ao longo deste período de orientação, e também a todos os profissionais que incentivaram meu desenvolvimento profissional.

Este trabalho é dedicado a meus familiares e a meus amigos.

ÍNDICE DE CAPÍTULOS

I. APRESENTAÇÃO	8
II. O SETOR ELÉTRICO NACIONAL	11
II.I. BREVE HISTÓRICO.....	11
II.II. AS PRIVATIZAÇÕES NO SETOR	12
II.III.A ESTRUTURA ORGANIZACIONAL ATUAL	15
II.III.1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)	16
II.III.2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS)	17
II.III.3. MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE)	17
II.IV.A ESTRUTURA OPERACIONAL ATUAL	18
II.IV.1. GERAÇÃO	18
II.IV.2. TRANSMISSÃO	18
II.IV.3. DISTRIBUIÇÃO	18
II.V. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
II.VI.O PROGRAMA DE RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	20
III. A COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL	23
III.I. HISTÓRICO.....	23
III.I.1. OUTROS ASPECTOS	24
III.II. ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	25
III.III. EMPRESAS CONTROLADAS E COLIGADAS	25
III.III.1. SERCOMTEL	25
III.III.2. COMPAGÁS	25
III.III.3. TRADENER.....	26
III.III.4. SANEPAR	26
III.IV. ÁREA DE ATUAÇÃO	26
III.IV.1. GERAÇÃO	26

III.IV.2.	TRANSMISSÃO	28
III.IV.3.	DISTRIBUIÇÃO	28
III.V.	EFICIÊNCIA OPERACIONAL	28
III.VI.	INVESTIMENTOS	29
III.VII.	DEMONSTRATIVOS CONTÁBEIS	29
III.VII.1.	DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO	30
III.VII.2.	BALANÇO PATRIMONIAL	31
IV.	AVALIAÇÃO – FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL DESCONTADO.....	32
IV.I.	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	32
IV.I.1.	FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL PROJETADO.....	33
IV.I.2.	VALOR RESIDUAL.....	33
IV.I.3.	TAXA DE DESCONTO	34
IV.I.3.1.	CÁLCULO DA TAXA DE DESCONTO.....	36
IV.II.	RAZOABILIDADE DA METODOLOGIA	37
IV.II.1.	METODOLOGIA DO FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA	37
IV.III.	PREMISSAS DA AVALIAÇÃO.....	38
IV.IV.	DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO PROJETADO.....	39
IV.IV.1.	DEMONSTRATIVO ANEXADO.....	42
IV.V.	BALANÇO PATRIMONIAL PROJETADO	43
IV.V.1.	ATIVO.....	43
IV.V.2.	PASSIVO	44
IV.V.3.	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	44
IV.V.4.	DEMONSTRATIVO ANEXADO.....	45
IV.VI.	BREVE COMENTÁRIO SOBRE DADOS HISTÓRICOS	46
IV.VII.	FLUXO DE CAIXA PROJETADO.....	47
IV.VIII.	RESULTADOS	48
V.	AVALIAÇÃO – MÚLTIPLOS DE MERCADO.....	50

V.I. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA	50
V.II. RESULTADOS	50
VI. CONCLUSÃO.....	53
VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

ÍNDICE DE TABELAS

II. O SETOR ELÉTRICO NACIONAL	Erro! Indicador não definido.
PRIVATIZAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO	15
TABELA COMPARATIVA PIB E ENERGIA ELÉTRICA	19
CONSUMO <i>PER CAPITA</i> ENERGIA ELÉTRICA (1999).....	19
CONSUMO ENERGIA ELÉTRICA (1999).....	20
III. A COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL	23
ESTRUTURA SOCIETÁRIA.....	25
CAPACIDADE INSTALADA (MWH).....	26
INDICADORES DE EFICIÊNCIA OPERACIONAL - 1999	28
IV. AVALIAÇÃO – FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL DESCONTADO.....	32
CÁLCULO DA TAXA DE DESCONTO - WACC	36
TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO	39
CRONOGRAMA DE INVESTIMENTOS	44
CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÕES.....	44
CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA – ETAPA 1.....	48
CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA – ETAPA 2.....	49
V. AVALIAÇÃO – MÚLTIPLOS DE MERCADO.....	50
MÚLTIPLOS DE MERCADO	51
CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA.....	52

I. APRESENTAÇÃO

Este trabalho terá como foco inicial o setor elétrico nacional, constituindo-se em assunto bastante em voga em virtude da recente crise energética.

Uma breve descrição da evolução deste ramo da atividade econômica nacional será realizada e estará concentrada na nova estruturação do setor e em apresentar o novo perfil deste mercado. O processo de privatização de diversas distribuidoras também será mencionado, caracterizando a inserção da iniciativa privada no mercado. Em relação aos segmentos de geração e transmissão, estes permanecem, em sua maioria, sob a tutela estatal.

As principais causas do conturbado panorama energético atual também serão abordadas. Neste sentido, a concentração da matriz energética brasileira em energia hidrelétrica minimiza as alternativas e a inexistência de um sistema de transmissão integrado marginaliza determinadas regiões do país. Além disso, a escassez de investimentos torna o sistema obsoleto e tem origem na inclusão de diversas empresas no PND (Programa Nacional de Desestatização).

A formação de fatores restritivos à ampliação da oferta de energia elétrica é ainda agravada pelo contínuo crescimento da economia nacional, provocando maior demanda por energia.

Em um segundo momento, será analisada a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado do Paraná. Trata-se de empresa bastante capitalizada e com excelentes indicadores operacionais, situando-se entre as líderes de mercado no seu setor de atuação.

A privatização desta empresa estava inicialmente prevista para novembro de 2001, porém este prazo inicial não será cumprido em virtude de constantes entraves jurídicos e da

inexistência de interessados, não tendo havido depósito das garantias exigidas à continuidade do processo por parte de potenciais investidores.

Em relação a este problema, o preço excessivo foi apontado como principal variável para o insucesso inicial. Após a contratação de empresas altamente capacitadas para a realização da avaliação econômico-financeira e posterior modelagem da venda, o governo estadual não acatou o preço mínimo sugerido e o elevou em cerca de 30%, fixando-o em R\$ 5,1 bilhões. Tal valor corresponde à negociação de 53,2% do capital total da empresa.

Em seguida, serão abordadas metodologias aplicáveis a avaliação de empresas, tais como fluxo de caixa operacional descontado e múltiplos de mercado. Deve-se ressaltar que a recente internacionalização e integração dos mercados provocou o surgimento de um processo de reestruturação produtiva e resultou em intensa concentração econômica através de contínuas fusões e aquisições de empresas. Esta tendência torna necessária a precisão das avaliações econômico-financeiras visando a determinação do valor de mercado de empresas e de seus ativos financeiros.

Em consonância com a metodologia do fluxo de caixa operacional descontado, o valor da empresa está associado ao somatório dos fluxos futuros de caixa operacionais, devidamente trazidos a valor presente por uma apropriada taxa de desconto. Esta deverá refletir os riscos associados ao país, ao setor de atuação e à própria empresa, e será determinada pelo método WACC – *Weighted Average Cost of Capital*.

Por sua vez, a avaliação baseada em múltiplos de mercado visa estabelecer parâmetros inerentes ao setor de atuação da empresa. Assim, são calculadas determinadas médias envolvendo dados de empresas comparáveis, tal como a divisão do valor de mercado pelo faturamento líquido. As médias obtidas são aplicadas à empresa-alvo, visando determinar o valor da mesma.

Esta metodologia busca fundamentalmente determinar balizadores para os resultados obtidos pela alternativa anterior, validando estes valores.

Após apresentadas detalhadamente, estas metodologias serão aplicadas à COPEL, visando a consolidação dos fundamentos através de exercício prático. A anterior descrição do setor

fornecerá informações necessárias ao maior entendimento do setor e permitirá a assunção de premissas fundamentadas.

Deve-se salientar que não deve ser realizada a comparação entre o valor mínimo de venda fixado pelo Estado do Paraná ou calculado pelos consultores contratados com o valor alcançado pela presente avaliação e descrito ao longo deste trabalho. Isto ocorre em virtude da existência de diversas empresas coligadas e/ou controladas atuantes nos mais variados setores, tais como telefonia fixa e celular. Os valores referentes a estas participações não foram calculados e nem sequer computados neste trabalho.

Assim, a exatidão do valor deve ser analisada através da consistência das principais premissas, tanto as utilizadas para a elaboração de perspectivas setoriais como as adotadas para a projeção dos demonstrativos contábeis da empresa.

Finalmente, os dados necessários à elaboração deste trabalho foram obtidos em relatórios de diversos bancos de investimento sobre a empresa e o setor e em relatórios periódicos da própria empresa disponibilizados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

II. O SETOR ELÉTRICO NACIONAL

II.I. BREVE HISTÓRICO

Este item dedica-se à breve descrição dos momentos relevantes do setor elétrico nacional, buscando maior delineamento em relação às origens desta atividade. Será também destacado o perfil extremamente dinâmico deste ramo da atividade econômica, caracterizado por sucessivas mudanças e tendências no decorrer das últimas décadas.

Entre os anos de 1945 e 1960, o setor elétrico nacional era constituído por empresas privadas. A participação governamental estava restrita à regulamentação das tarifas.

Em 1962, ocorreu a estatização do setor através da criação da ELETROBRÁS e da posterior aquisição de diversas empresas privadas pertencentes ao GRUPO AMFORT. Esta nova empresa seria responsável pela coordenação do Plano de Expansão Setorial.

Ao longo das três décadas seguintes, algumas mudanças na regulação e legislação do setor merecem ser destacadas, tal como a criação da Reserva Global de Reversão através do decreto-lei nº 1.383 em 1974. Esta constitui-se em um instrumento estatal para acumulação de recursos visando a encampação e expansão do setor elétrico. Através deste artifício, tornou-se obrigatória a realização de depósitos anuais pelas concessionárias nesta conta de reserva, em um valor mínimo de 3% do investimento anual.

A partir de 1990, iniciou-se a reestruturação do setor através de modelo baseado em experiências internacionais, tendo havido, inclusive, a contratação de assessoria internacional pelo Governo Federal.

Em 1993, ocorreu a promulgação da lei nº 8.631, um marco regulatório do setor e responsável pela instituição de uma política tarifária eficiente e pelo estímulo ao alcance de

maior eficiência econômica pelas concessionárias. No entanto, a ausência de uma agência reguladora responsável pela fiscalização das empresas contribuiu para a não maximização dos objetivos propostos.

Em 1995, foi instituído o ponto inicial para a realização de privatizações no setor através da promulgação da lei nº 8.897/9.074, denominada “Lei das Concessões”. *A priori*, a União tornou-se responsável pela aprovação de fusões, cisões e transferência de concessões. Este ente federal deveria ainda estabelecer condições para a venda de concessionárias estaduais. O processo de privatização estaria restrito aos segmentos de geração e distribuição, não havendo intenção de estendê-lo ao segmento de transmissão e às usinas termoeletricas.

Em 1996, foi instituído um novo modelo institucional através da criação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Em 1998, destaca-se a criação do ONS (Operador Nacional do Sistema) e do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Além disso, iniciou-se uma nova fase no setor através da assinatura dos contratos iniciais entre geradoras e distribuidoras, com a fixação de preços de comercialização e de condições de reajuste. Após a expiração destes contratos, a negociação entre as empresas será livre e regida pelas leis de oferta e demanda do mercado.

Em 1999, 28 projetos de construção de linhas de transmissão de energia elétrica foram incluídos no PND (Programa Nacional de Desestatização), ampliando a concepção inicial do programa de privatização.

O setor elétrico nacional possui atualmente capacidade instalada de 62,7 GW, caracterizada por uma matriz energética concentrada em energia hidrelétrica (90%) e pela ausência de um sistema único de transmissão.

II.II. AS PRIVATIZAÇÕES NO SETOR

Os argumentos favoráveis ao processo de privatização no setor elétrico baseiam-se na necessidade de maiores investimentos nas empresas, visando maior eficiência produtiva e expansão do sistema, e na perspectiva de redução da dívida pública nacional.

Em setembro de 1995, este processo foi iniciado através da venda da distribuidora federal de energia elétrica do Estado do Espírito Santo (ESCELSA). Em paralelo, foi instituído o

Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE). Através deste, os recursos da venda das empresas eram antecipados aos Estados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico-Social (BNDES).

Ao longo dos anos seguintes, outras distribuidoras estaduais foram negociadas.

Entre setembro de 1995 e novembro de 1996, as vendas caracterizaram-se pela ausência de parâmetros concretos na determinação dos valores das empresas e pela inexistência de regulamentação ao comprador através de tarifas e tributos. Além disso, as negociações envolviam poucos competidores.

Entre dezembro de 1996 e abril de 1998, a regulamentação consolidou-se, tornando o setor mais atrativo.

Entre maio de 1998 e a presente data, o período está sendo caracterizado pela falta de confiança dos investidores internacionais e pelos escassos recursos dos investidores nacionais. Além disso, a adoção de um programa emergencial de racionamento de energia torna o setor menos atrativo.

Em relação ao segmento de geração de energia, os ativos federais foram incluídos no âmbito do Programa Nacional de Desestatização (PND) e a primeira empresa privatizada foi a GERASUL.

Alguns entraves ainda caracterizam a privatização dos outros ativos de geração do sistema ELETROBRÁS, tais como a necessidade de resolução do passivo de FURNAS e a urgência em resolver entraves operacionais e econômico-financeiros de CHESF e ELETRONORTE.

Paralelamente, o processo de venda das geradoras estaduais está sendo implementado. Deve-se destacar a negociação da CESP, segmentada em três outras empresas: CESP PARANAPANEMA, CESP TIETÊ e CESP PARANÁ.

Evidentemente, todo o processo de privatização está sendo supervisionado pela ANEEL, sendo impostos uma série de limites às participações dos agentes de geração e distribuição nos serviços e atividades de energia elétrica.

Em relação a ambos os segmentos, um agente não poderá deter participação superior a 20% da capacidade instalada nacional. Não poderá ainda possuir participação superior a 25%

no sistema interligado das regiões Sul-Sudeste-Centro-Oeste e a 35% no sistema interligado das regiões Norte-Nordeste.

A tabela a seguir resume as principais negociações ocorridas no setor ao longo dos anos, detalhando alguns dados extremamente relevantes. Deve-se ressaltar a presença de fortíssimas empresas estrangeiras, tais como as espanholas ENDESA e IBERDROLA, a portuguesa EDP, a americana AES e a francesa EDF. Em relação aos grupos nacionais, destacam-se o GRUPO REDE e CATAGUASES-LEOPOLDINA.

PRIVATIZAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO

	Data	Preço (US\$ MM) ¹	Ágio	Compradores
ESCELSA (ES)	JUL/95	166	12%	IVEN S.A.
LIGHT (RJ)	MAI/96	2.227	-	EDF e AES
CERJ (RJ)	NOV/96	587	30%	ENDESA e EDP
COELBA (BA)	JUL/97	1.597	77%	IBERDROLA
CAC. DOURADA (GO)	SET/97	714	43%	ENDESA
CEEE (N/NE)	OUT/97	1.486	83%	VBC
CEEE (CO)	OUT/97	1.372	94%	AES
CPFL (SP)	NOV/97	2.731	70%	VBC
ENERSUL (MT)	NOV/97	564	84%	IVEN S.A.
CEMAT (MT)	NOV/97	352	21%	GRUPO REDE
ENERGIPE (SE)	DEZ/97	520	96%	CATAGUASES
COSERN (RN)	DEZ/97	606	74%	IBERDROLA e ENDESA
COELCE (CE)	ABR/98	868	27%	ENDESA
METROPOLITANA (SP)	ABR/98	1.776	-	LIGHTGAS
CELPA (PA)	JUL/98	387	-	GRUPO REDE
ELEKTRO (SP)	JUL/98	1.505	99%	ENRON
GERASUL (SC)	SET/98	802	-	TRACTEBEL
BANDEIRANTE (SP)	SET/98	859	-	EDP
GER. PARANAPANEMA (SP)	JUL/99	692	90%	DUKE ENERGY
GER. TIETÊ (SP)	OUT/99	470	30%	AES
CELB (PB)	NOV/99	45	-	CATAGUASES
CELPE (PE)	FEV/00	1.004	-	IBERDROLA
CEMAR (MA)	JUN/00	289	-	PP&L
SAELPA (PB)	NOV/00	185	-	CATAGUASES

Fonte: ELETROBRÁS

II.III. A ESTRUTURA ORGANIZACIONAL ATUAL

Atualmente, o setor elétrico brasileiro encontra-se regulado pelo Governo Federal.

A ANEEL constitui-se o poder concedente e suas principais funções são a regulação, fiscalização da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, além de ser responsável pela normatização da política tarifária no país.

¹ Refere-se ao valor pago convertido à moeda estrangeira pela cotação da data da transação

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pela coordenação do sistema, e a comercialização está a cargo do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

II.III.1. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)

Até 1996, a política setorial de energia elétrica estava diretamente subordinada ao Poder Executivo. Esta relação estruturava um mercado totalmente vulnerável a interesses contraditórios, tais como: microeconômicos (eficiência produtiva), macroeconômicos (controle inflacionário e do déficit público) e sociais (universalização dos serviços).

Visando contornar estas falhas, foi criada a ANEEL, buscando a instituição de um órgão impositor de um sistema regulatório e com capacidade de harmonizar os distintos interesses do poder concendente, dos agentes de energia elétrica e dos consumidores.

A ANEEL é uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira. As responsabilidades desta instituição são as seguintes:

- preservar a viabilidade econômico-financeira dos agentes e da indústria.
- atuar na prevenção de potenciais conflitos entre os agentes do setor elétrico e demais agentes da sociedade.
- promover o desenvolvimento econômico e social e reduzir as desigualdades regionais através da ampliação da oferta de energia elétrica às áreas urbanas, rurais e de baixa renda.
- permitir o livre acesso aos sistemas elétricos.
- exercer o cumprimento da defesa da livre concorrência, evitando assim a concentração de mercado e práticas anti-competitivas.
- regulamentar as tarifas.

Por fim, a ANEEL está livre de subordinação hierárquica direta. Porém, está vinculada ao Ministério de Minas e Energia, sendo este último responsável por avaliar o cumprimento das metas preestabelecidas pelo contrato de gestão.

II.III.2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS)

O Operador Nacional do Sistema Elétrico foi criado em agosto de 1998 e constitui-se em uma entidade privada formada por empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica, e consumidores livres.

As principais atribuições do ONS estão listadas a seguir.

- coordenar e controlar o processo de geração e transmissão de energia elétrica no país, elaborando os contratos de uso de transmissão de energia e de recolhimento de faturamento das tarifas.
- promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, porém respeitando padrões técnicos, critérios de confiabilidade e regras do mercado.
- garantir o acesso à rede básica de transmissão a todos os agentes do setor elétrico.
- elaborar as expansões necessárias ao sistema elétrico para o eficiente funcionamento da rede básica.

Estas atividades geram benefícios para todos os agentes setoriais, tais como a viabilização de um mercado competitivo e a otimização do uso dos recursos de geração e transmissão. Além disso, também possui resultados positivos sobre os consumidores e a sociedade nacional, permitindo serviços com maior qualidade e contribuindo para reduzir o risco de interrupção energética.

II.III.3. MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA (MAE)

O MAE foi criado através da Lei 9.648/98 e é regulamentado pelo Decreto 2.655/98, constituindo-se em um intermediador da comercialização de energia elétrica de cada um dos sistemas elétricos interligados.

Através deste, é realizada a compra e venda de energia entre os integrantes em um mercado de curto prazo. O preço apresenta variações em função do risco do déficit do sistema e das leis de demanda e oferta.

Na realidade, este mercado é acessado em situações específicas, tal como em necessidades emergenciais de aquisição de energia por distribuidoras. Isto ocorre em períodos de demandas

inesperadas. Nestas ocasiões, a energia comprada com a distribuidora através dos contratos iniciais/bilaterais não é suficiente ao abastecimento dos consumidores finais.

II.IV. A ESTRUTURA OPERACIONAL ATUAL

II.IV.1.GERAÇÃO

A matriz energética nacional é predominantemente hidrelétrica (90%). Neste sentido, a capacidade energética instalada está concentrada em usinas hidrelétricas (57,3 GW). Alternativamente, as usinas térmicas totalizam 5,4 GW.

Deve-se ressaltar que as empresas do GRUPO ELETROBRÁS são responsáveis por cerca de 34,4% da capacidade instalada. O restante de geração é suprido basicamente pelas concessionárias estaduais (CESP, COPEL, CELG, CEMIG, CEEE).

Em relação às outras alternativas de geração, as reservas de petróleo são escassas em relação às necessidades do país, as reservas de carvão mineral são de má qualidade e o programa de desenvolvimento da energia nuclear foi frustrado pela crise da dívida externa dos anos 80.

II.IV.2.TRANSMISSÃO

A função primordial do sistema de transmissão é realizar a distribuição espacial da energia gerada para as subestações de distribuição.

Atualmente, as linhas de transmissão totalizam um complexo com cerca de 61.520 kms de linhas de tensão e estão divididas em dois grandes sistemas elétricos interligados: regiões Norte/Nordeste (SINN) e regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste. (SISS).

II.IV.3.DISTRIBUIÇÃO

O sistema de distribuição é representado por 60 empresas, com participação privada estimada em 65,0%. Os estados respondem por 32,0% do total e o Governo Federal é responsável por 3,0%.

II.V. CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A tabela a seguir detalha as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica ao longo dos últimos anos e apresenta uma comparação com as taxas de crescimento da economia nacional.

TABELA COMPARATIVA PIB E ENERGIA ELÉTRICA

	1995	1996	1997	1998	1999
PIB	4,2%	2,9%	3,0%	0,2%	0,8%
ENERGIA ELÉTRICA	7,6%	6,0%	6,5%	4,1%	2,2%

Fonte: ELETROBRÁS

Outro dado interessante é o alto consumo *per capita* de energia elétrica no país, sendo superior a países como México e Argentina.

CONSUMO *PER CAPITA* ENERGIA ELÉTRICA (1999)

	KWH
CANADÁ	15.550
EUA	9.700
ALEMANHA	5.900
JAPÃO	5.200
ESPAÑA	2.800
PORTUGAL	1.900
BRASIL	1.800
ARGENTINA	1.600
MÉXICO	1.200

Fonte: ELETROBRÁS

Também deve ser destacada a heterogeneidade do consumo de energia entre as classes consumidoras e as diversas regiões geográficas nacionais. A tabela a seguir revela a preponderância da classe industrial e da região Sudeste neste consumo.

CONSUMO ENERGIA ELÉTRICA (1999)

	N	NE	SE	S	CO
RESIDENCIAL	1,24%	4,11%	16,25%	4,35%	2,00%
INDUSTRIAL	2,60%	7,45%	25,05%	6,20%	1,08%
COMERCIAL	0,62%	2,08%	8,94%	2,26%	1,06%
OUTRAS	0,62%	2,62%	7,13%	3,11%	1,23%
TOTAL	5,08%	16,26%	57,37%	15,92%	5,37%

Fonte: ELETROBRÁS

II.VI. O PROGRAMA DE RACIONAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este item dedica-se à discriminação e análise das principais causas da instituição do racionamento de energia nos últimos meses. Deve-se registrar que não se trata de um programa nacional, abrangendo somente as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.

Ao longo dos últimos anos, o panorama energético tem se deteriorado gradativamente. Os reservatórios de água de algumas geradoras atingiram níveis baixíssimos nos últimos meses, reduzindo-se a aproximadamente 30% do total. Este patamar provoca riscos sistêmicos, acarretando exposição a possíveis paralisações do sistema e/ou a problemas operacionais.

Visando contornar estas adversidades, foram instituídas as diretrizes do programa de racionamento de energia elétrica.

Em 18 de maio de 2001, foram divulgadas metas de redução de consumo, a princípio de 20% e em vigor a partir de 1º de junho de 2001. Além disso, implementou-se um sistema de incentivo ao cumprimento deste programa, baseado em bônus e/ou penalidades. Outras medidas também foram implantadas, supervisionadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.

A determinação das causas dos problemas atuais é de extrema importância. As autoridades públicas atribuíram à escassez de chuvas o atual panorama. Realmente, os últimos índices pluviométricos registrados foram reduzidos, especialmente nos meses de fevereiro e março deste ano. Porém, atribuir esta situação a este único ponto é uma atitude conveniente, visando minimizar a responsabilidade da administração pública.

Na realidade, a origem inicial deste problema está na instituição do Programa Nacional de Desestatização (PND) e na inclusão de geradoras no cronograma de privatização, tal como FURNAS. A partir da perspectiva de posterior venda à iniciativa privada, os investimentos nestas empresas foram minimizados, não tendo ocorrido a devida atualização tecnológica.

Em virtude dos escassos investimentos no parque gerador, as reservas de água das usinas em operação têm sido utilizadas intensivamente, reduzindo os níveis dos reservatórios. Esta situação contribui para aumentar ainda mais a dependência de índices de chuva mais elevados, visando recompor o volume de água dos reservatórios.

Outro ponto a ser destacado é a inexistência de um sistema de transmissão único. Isto impede a transmissão de energia elétrica de regiões superavitárias a regiões deficitárias, não permitindo a otimização do potencial elétrico nacional.

Por sua vez, a alta concentração da matriz energética nacional em energia hidrelétrica maximiza os efeitos de adversidades naturais. Neste contexto, em localidades como Estados Unidos e Europa, este percentual se situa na faixa de 10% a 20%.

Além disso, a perspectiva de construção de usinas termelétricas está absolutamente vinculada à resolução de problemas políticos e à definição de legislação específica sobre o setor. O insumo desta fonte alternativa de energia é o gás natural, constituindo-se em insumo indexado à variação cambial e, portanto, cotado em moeda estrangeira. Desta forma, a possibilidade de repasse torna-se necessária a fim de atrair investidores.

As dificuldades citadas estão relacionadas à restrição da oferta de energia elétrica, porém deve ser mencionado o aumento da demanda em virtude do crescimento da economia nacional ao longo dos últimos anos.

Por fim, deve-se destacar a ampla extensão deste problema, devendo gerar conseqüências tanto no aspecto econômico e no aspecto político. Em função do mesmo, o nível de atividade econômica está sendo impactado negativamente, especialmente na indústria e os índices de popularidade do governo estão sofrendo substanciais decréscimos, formando um ambiente de incerteza com relação às próximas eleições presidenciais.

Deve-se ainda destacar a anterioridade deste problema. Ao longo da última década, especialistas do setor apontavam os riscos futuros. Porém, os alertas não resultaram em atos preventivos, contribuindo para a formação de tal cenário.

III. A COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

III.I. HISTÓRICO

A Companhia Paranaense de Energia Elétrica (COPEL) foi instituída através do decreto n.º 4.947, de 26 de outubro de 1954. Desde então, a empresa está sob controle estatal e é detentora da concessão para geração, transmissão e distribuição de eletricidade no estado do Paraná.

Através do Decreto n.º 1.412/56, a COPEL tornou-se responsável pela construção dos grandes sistemas hidrelétricos previstos no Plano de Eletrificação do Paraná e passou a concentrar as ações governamentais de planejamento, construção e exploração do sistema de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos.

A COPEL inseriu-se ao abastecimento de energia elétrica em larga escala ao iniciar o projeto de Capivari-Cachoeira, desenvolvido a partir de meados de 1961. Esta usina foi inaugurada apenas em 1974, desempenhando papel fundamental na constituição da infraestrutura necessária para a aceleração do desenvolvimento paranaense.

Na realidade, o Plano Estadual de Eletrificação foi iniciado em 1963 através da construção da Usina Termelétrica de Figueira. Deve ser mencionada também a inauguração da Usina Salto Grande do Iguaçu em 1967, permitindo o abastecimento de dezoito municípios.

Em 1980, foi iniciada a operação da Hidrelétrica Foz do Areia, com geração de 2.250 MWH. Neste período, ocorreu um intenso crescimento do mercado de energia, exigindo maiores esforços para atender à demanda. Novos projetos também foram elaborados nesta década, destacando-se o início do projeto da Usina de Segredo e a concessão para construção da Usina Hidrelétrica de Salto Caxias.

Inaugurada somente em setembro de 1992, a Usina de Segredo proporcionou um substancial aumento da capacidade de geração própria, reduzindo a compra de energia de terceiros. Em dezembro de 1998, iniciou-se a operação na Usina de Salto Caxias, permitindo um novo avanço na geração de energia elétrica e com resultados positivos sobre o desenvolvimento econômico-social do Estado do Paraná.

Atualmente, as usinas e linhas de transmissão e distribuição proporcionam um abastecimento de energia elétrica eficaz em todo Estado do Paraná e estados vizinhos.

III.1.1. OUTROS ASPECTOS

Em abril de 1994, a COPEL foi incluída na Bolsa de Valores nacional e, em julho de 1997, emitiu ADS (*American Depositary Shares*) na *New York Stock Exchange* (NYSE), no total de US\$ 575 milhões.

Em dezembro de 1998, a Assembléia Legislativa do Paraná aprovou a venda da participação acionária do Governo na empresa. Em maio de 1999, foi instituída uma comissão responsável pelo cumprimento do cronograma da privatização e pela contratação dos consultores financeiros. No entanto, o edital de licitação para contratação dos responsáveis pelo serviço “A” e “B” na privatização da COPEL foi lançado somente em 2001.

O serviço “A” refere-se à realização da avaliação econômico-financeira da empresa.

O serviço “B” compreende tanto a realização da avaliação econômico-financeira como a posterior modelagem de venda, incluindo, portanto, o contato com potenciais investidores. Estas atividades estão sendo executadas pelas seguintes instituições: Dresdner Kleinwort Benson do Brasil, Banco Fator, Fator Projetos e Assessoria, Ulhôa Canto Advogados, Rezende e Guerra Advogados e JP Engenharia.

Em 1999, a COPEL efetuou a separação de suas operações em cinco unidades de negócio, constituindo subsidiárias: COPEL GERAÇÃO S.A., COPEL TRANSMISSÃO S.A., COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A., COPEL TELECOMUNICAÇÕES S.A. e COPEL PARTICIPAÇÕES S.A..

III.II. ESTRUTURA SOCIETÁRIA

As ações representativas do capital social da empresa estão concentradas entre os seguintes acionistas: Estado do Paraná (31,1% das ações totais) e BNDESPar (24,4% das ações totais).

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

	ORD.	PREF. "A"	PREF. "B"	TOTAL
ESTADO DO PARANÁ	58,6%	-	-	31,1%
ELETROBRÁS	1,1%	-	-	0,5%
BNDESPAR	26,4%	-	22,2%	24,4%
<i>FREE FLOAT</i>	13,3%	29,4%	77,6%	43,5%
BRASIL	13,1%	29,4%	34,1%	-
<i>ADS</i>	0,2%	-	43,5%	-
OUTROS	0,6%	70,6%	0,1%	0,5%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0

Fonte: ELETROBRÁS

III.III. EMPRESAS CONTROLADAS E COLIGADAS

Este item dedica-se a listar as principais participações da COPEL em outras empresas. Deve-se registrar que foram selecionadas somente as controladas/coligadas mais relevantes.

III.III.1. SERCOMTEL

Em maio de 1998, a COPEL comprou 45% das ações ordinárias da SERCOMTEL TELECOMUNICAÇÕES S.A. e da SERCOMTEL CELULAR S.A., totalizando investimentos de US\$ 195,7 milhões investidos.

Assim, a empresa inseriu-se no mercado de telefonia fixa e móvel, ampliando suas atividades.

III.III.2. COMPAGÁS

A COPEL possui 51% do total geral de ações da companhia em conjunto com a BR DISTRIBUIDORA e a DUTOPAR PARTICIPAÇÕES LTDA.. A COMPAGÁS tem a concessão para operar o sistema de gás canalizado no Estado do Paraná e ainda um contrato

permitindo a aquisição de gás refinado da PETROBRÁS e de gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil.

III.III.3. TRADENER

Esta empresa é formada pela COPEL e pela LOGOS ENERGIA LTDA. e é responsável por comercializar energia elétrica. A energia é comprada da COPEL e é repassada à consumidores livres e concessionárias distribuidoras.

III.III.4. SANEPAR

A SANEPAR é responsável pelos serviços sanitários de todo o Estado. A COPEL possui 5% do capital votante da empresa.

III.IV. ÁREA DE ATUAÇÃO

A área de concessão da COPEL é de 194.548 km², alcançando praticamente todo o Estado do Paraná e atendendo um mercado consumidor de 2,8 milhões de clientes em 1.107 localidades.

III.IV.1. GERAÇÃO

A COPEL é a quinta maior geradora nacional e é constituída por 17 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica, totalizando uma capacidade instalada de 4.545 MW.

A tabela a seguir lista algumas das principais usinas da companhia.

CAPACIDADE INSTALADA (MWH)	
HIDRELÉTRICAS	4.525
GOV. BENTO MUNHOZ	1.676
CAXIAS	1.240
SEGREDO	1.260
GOV. PARIGOT DE SOUZA	252
GUARICANA	36
CHAMINÉ	18
OUTRAS	43
TERMELÉTRICAS	20
TOTAL	4.545

Fonte: COPEL

Ao longo dos últimos anos, a empresa vem consolidando seus investimentos em geração, visando ampliar a capacidade instalada e otimizar a eficiência operacional.

A seguir, estão descritos os principais investimentos previstos pela empresa.

▪ Usina Hidrelétrica de Machadinho:

Localizada no Rio Pelotas (SC), esta usina será administrada por consórcio constituído por onze empresas, inclusive a COPEL.

O início da geração comercial está previsto para agosto de 2002 e a potência instalada será de 1.140 MW.

▪ Usina Hidrelétrica Dona Francisca:

A COPEL possui participação de 23% da Dona Francisca Energética S.A., localizada no Rio Jacuí (RS).

A inauguração ocorreu em fevereiro de 2001 e a potência instalada é de cerca de 125 MW.

▪ Usina Hidrelétrica de Campos Novos:

A COPEL possui 15% do capital social da Campos Novos Energia S.A. e será responsável pela exploração de usina com potência instalada de 880 MW, localizada no Rio Canoas (SC).

▪ Usina Termelétrica a Gás Natural Araucária:

Esta é resultante da associação da COPEL, GASPETRO e EL PASO.

A usina será inaugurada ao final de 2002 e terá potência instalada de 480 MW. O gás natural será proveniente do gasoduto Bolívia-Brasil e será repassado pela usina Termelétrica de Gás Natural de Araucária.

▪ Centrais Eólicas do Paraná:

Esta foi construída em janeiro de 1999 e é constituída através da parceria entre a WOBEN WINDPOWER e a COPEL.

Os cinco aerogeradores são capazes de produzir 2,5 MW.

III.IV.2. TRANSMISSÃO

Atualmente, a COPEL conta com cerca de 6.691 kms de linhas de transmissão e 119 subestações com 15.903 MVA de capacidade instalada. Assim, a empresa está presente em todo o processo de produção e entrega ao consumidor final, permitindo a otimização da distribuição de energia.

III.IV.3. DISTRIBUIÇÃO

A COPEL possui 151.549 kms de linhas de distribuição e 231 subestações com capacidade instalada de 1.226 MVA. Através desta infra-estrutura, a empresa atende a aproximadamente 2,8 milhões de consumidores, concentrados principalmente na classe residencial.

III.V. EFICIÊNCIA OPERACIONAL

Ao longo dos anos, o desempenho operacional da empresa tem sido excelente, tendo sido, inclusive, criada uma subsidiária (ESCOSUL) para prestação de consultoria quanto ao uso eficiente da eletricidade.

A tabela abaixo realiza uma comparação entre diversas empresas do setor no país em relação a alguns parâmetros usuais no setor elétrico nacional, reafirmando a eficiência operacional da empresa.

INDICADORES DE EFICIÊNCIA OPERACIONAL - 1999

	PERDAS	DEC	FEC
COPEL	8,8%	9,1	10,0
CELESC	7,8%	12,6	8,6
CEMIG	9,5%	9,9	7,0
LIGHT	14,8%	7,6	7,3
ELETROPAULO	7,8%	20,8	11,2

Fonte: COPEL

O nível de perdas refere-se basicamente ao montante de energia elétrica dissipado ao longo da distância entre a distribuidora e os consumidores finais.

O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) corresponde ao número de horas por ano durante as quais os consumidores finais não possuem acesso à energia elétrica.

Por sua vez, o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) refere-se ao número de vezes em que o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais é interrompido.

III.VI. INVESTIMENTOS

Recentemente, a COPEL anunciou investimentos de R\$ 3 bilhões em 23 novos projetos de geração de energia. Estes estão concentrados na construção de pequenas e médias hidrelétricas com potência instalada entre 20 MW e 150 MW e adicionarão cerca de 2 mil MW ao parque gerador da empresa.

Estes aportes visam aumentar a competitividade da empresa diante das novas possibilidades de ganhos no Mercado Atacadista de Energia (MAE).

Deve-se destacar que a pretensão da empresa é a formação de parcerias visando a concretização destes novos projetos.

III.VII. DEMONSTRATIVOS CONTÁBEIS

A seguir serão apresentados os demonstrativos contábeis da empresa dos últimos anos, permitindo, inclusive, uma posterior comparação com os demonstrativos projetados.

III.VII.1. DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO

R\$ mil	1998	1999	2000
Receita Bruta	1.862.030	2.204.906	2.713.568
Fornecimento de Energia Elétrica	1.759.652	1.977.156	2.386.081
Suprimento de Energia Elétrica	57.849	145.904	181.938
Uso da Rede de Transmissão	9.970	29.398	43.885
Outras Receitas	34.559	52.448	101.664
Deduções	(469.057)	(593.020)	(692.311)
ICMS	(415.164)	(466.068)	(539.314)
ISSQN	-	-	(1.993)
PASEP	(12.103)	(14.111)	(17.104)
COFINS	-	(65.129)	(78.941)
Cota para RGR	(41.790)	(47.712)	(54.959)
Receita Líquida	1.392.973	1.611.886	2.021.257
Custo dos Serviços Prestados	(805.748)	(986.640)	(1.096.875)
EBITDA	587.225	625.246	924.382
Depreciação	(211.045)	(232.417)	(261.490)
Amortização	-	-	-
EBIT	376.180	392.829	662.892
Resultado Financeiro	(48.520)	(106.786)	(214.545)
Receitas Financeiras	154.150	142.522	112.035
Despesas Financeiras	(53.759)	(103.741)	(160.934)
Variação Monetária	(23.745)	(54.689)	(35.940)
Juros sobre Capital Próprio	(136.200)	(110.000)	(160.000)
Resultado da Equivalência Patrimonial	(8.631)	3.755	2.485
Outros	19.665		

III.VII.2. BALANÇO PATRIMONIAL

R\$ mil	1998	1999	2000
ATIVO			
Ativo Circulante	627.244	719.299	773.353
Disponibilidades	11.327	20.596	28.361
Aplicação Financeira	201.301	159.850	130.984
Fundo de Liquidez para Compra de Energia	-	-	64.741
Créditos	403.253	526.217	534.362
Estoques	10.449	12.294	14.315
Despesas Antecipadas	914	342	590
Realizável a Longo Prazo	813.623	890.687	958.278
Créditos Diversos	813.623	890.687	958.278
Ativo Permanente	5.629.652	6.086.727	6.224.690
Investimentos	260.983	328.171	345.480
Imobilizado Líquido	5.368.669	5.758.556	5.879.210
Ativo Total	7.070.519	7.696.713	7.956.321
PASSIVO			
Passivo Circulante	560.055	700.041	653.897
Empréstimos	170.833	296.870	275.674
Fornecedores	53.724	86.099	84.982
Impostos, Taxas e Contribuições	68.509	86.463	41.982
Dividendos a Pagar	122.422	101.796	96.764
Outros	144.567	128.813	154.495
Exigível a Longo Prazo	2.051.543	2.369.121	2.404.270
Empréstimos e Financiamentos	917.140	1.117.391	1.104.078
Outros	1.134.403	1.251.730	1.300.192
Patrimônio Líquido	4.458.921	4.627.551	4.898.154
Capital Social Integralizado	1.225.351	1.620.247	1.620.247
Reservas de Capital	1.939.877	1.546.446	1.546.446
Reserva de Lucros	1.293.693	1.460.858	1.731.461
Reserva Legal	98.284	112.142	133.672
Reserva de Lucros a Realizar	383.421	223.501	-
Retenção de Lucros	811.988	1.125.215	1.597.789
Passivo Total	7.070.519	7.696.713	7.956.321

IV. AVALIAÇÃO – FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL DESCONTADO

IV.I. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Visando a avaliação econômico-financeira da COPEL, a principal metodologia a ser aplicada será o fluxo de caixa operacional descontado.

Este método baseia-se fundamentalmente no valor total do fluxo de caixa operacional projetado da empresa, devidamente trazido a valor presente através de uma taxa de desconto capaz de retratar o risco associado ao país, ao setor de atuação e à própria empresa.

Esta metodologia apresenta alguns componentes fundamentais a serem determinados, sendo brevemente descritos a seguir:

- *Fluxo de Caixa Operacional Projetado:*

Este componente foi desenvolvido a partir de modelos econômicos aplicáveis a empresa a ser avaliada. O modelo utiliza as principais variáveis capazes de impactar significativamente a operação da empresa.

- *Valor Residual:*

Este corresponde ao valor do empreendimento ao final do período de projeção, tendo sido calculado através do método da perpetuidade do crescimento de resultados.

- *Taxa de Desconto:*

Esta foi determinada pelo método WACC – *Weighted Average Cost of Capital*.

IV.I.1. FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL PROJETADO

O fluxo de caixa operacional projetado é obtido através do cálculo dos valores a receber e a desembolsar associados às operações da empresa, com base em premissas adotadas durante o horizonte de projeção.

Em consonância com o modelo utilizado, caso ocorra necessidade de recursos, será feita automaticamente uma captação de recursos através de empréstimos e financiamentos de curto prazo. Por outro lado, caso ocorra sobra de caixa no final de cada período, estes recursos serão aplicados, rendendo juros de mercado pelo prazo de aplicação.

É importante destacar que o fluxo de caixa operacional é composto por:

- (+) EBITDA (Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização)
- (-) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o EBIT (Lucro antes de juros e impostos)
- (+/-) Aumento/Redução do capital de giro

Esta componente é calculada através da variação anual das contas operacionais do ativo e passivo circulante da empresa.

- (+/-) Aumento/Redução do ativo permanente

Refere-se a possíveis investimentos e/ou desinvestimentos da empresa.

- (=) Saldo Operacional

Visando obter o valor presente do fluxo de caixa projetado ao longo da projeção, utilizamos a seguinte fórmula:

$$Valor\ Presente = \sum_{t=1}^{t=10} \frac{FCOP_t}{(1+WACC)^t}$$

onde, $FCOP_t$ = Fluxo de Caixa Operacional Projetado no ano t

$WACC$ = Taxa de desconto

IV.I.2. VALOR RESIDUAL

Após o último ano da projeção, é necessária a realização do cálculo do valor residual do fluxo projetado através da seguinte fórmula:

$$ValorPerpetuidade_{10} = \frac{FCOL_{10} \times (1 + g)}{(WACC - g)}$$

onde, $FCOL_{10}$ = FCOL para o último ano

g = taxa de crescimento do $FCOL_{10}$

Posteriormente, o valor encontrado é trazido a valor presente através da seguinte fórmula:

$$ValorPresentePerpetuidade = \frac{ValorPerpetuidade_{10}}{(1 + WACC)^{10}}$$

Por fim, o valor total da empresa é calculado pela soma dos valores presentes do fluxo de caixa operacional projetado e da perpetuidade.

IV.1.3. TAXA DE DESCONTO

O *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) realiza a ponderação do custo de capital próprio com o custo de capital de terceiros, considerando a estrutura de financiamento da empresa.

Esta taxa é apropriada ao desconto dos fluxos de caixa operacionais das empresas pois reflete o custo de oportunidade dos provedores de capital da empresa.

Em relação ao custo de capital próprio (K_E), este é obtido através do método CAPM – *Capital Asset Pricing Model*. Esta taxa retrata o retorno em investimentos alternativos, porém com riscos similares.

$$K_E = R_F + \beta x [E(R_M) - R_F] + Risco\ Brasil$$

A descrição de cada termo desta fórmula está a seguir.

- Taxa livre de risco (R_F)

O retorno efetivo de um investimento em títulos de 30 anos do Tesouro Americano (*U.S. Treasury Bonds*) é utilizado com taxa livre de risco pois esta aplicação possui uma remota possibilidade de *default* pelo emissor. Deve-se, porém, deduzir a inflação esperada para o mercado norte-americano.

- Beta da empresa (β)

Trata-se de uma medida de risco e é calculada pela divisão da covariância entre o ativo e o mercado pela própria variância do mercado. Neste sentido, um alto valor de *beta* sinaliza uma aplicação com risco mais elevado.

Este dado é facilmente obtido em programas como Economática e *Bloomberg*.

- Prêmio de risco do mercado acionário ($[E(RM) - RF]$)

Este parâmetro é calculado baseado no retorno extra exigido pelo investidor por estar investindo em aplicações de renda variável. Usualmente, utiliza-se o retorno médio do índice *Standard & Poor's 500* com a devida dedução da taxa livre de risco nominal.

- Risco Brasil

Este valor é calculado a partir da análise da evolução histórica do *spread* existente entre os retornos dos *USTB (U.S. Treasury Bonds)* e do *C-Bond (30 anos)* da República Federativa do Brasil.

Assim, ao adicionarmos este valor ao cálculo, estamos determinando a rentabilidade exigida para um investimento através de capitais próprios no Brasil.

Em relação ao custo do capital de terceiros (K_d), este deve refletir o custo para a empresa dos empréstimos assumidos para o financiamento de projetos ou para outros fins. As alíquotas de imposto de renda e contribuição social têm influência direta sobre o custo do capital de terceiros, pois a despesa com a remuneração dos mesmos é dedutível para fins fiscais.

$$K_D = K_B \times (1 - T)$$

onde, K_D = Custo do capital de terceiros

K_B = Taxa real da dívida

T = Alíquota de imposto de renda e contribuição social

Após determinados o custo de oportunidade dos capitais próprios e dos capitais de terceiros da empresa, é possível determinar a taxa de desconto relevante para a empresa através da fórmula a seguir.

$$WACC = R_E \times E/(D+E) + R_D \times D/(D+E)$$

onde, E = Patrimônio Líquido da empresa no período base

D = Dívida total da empresa no período base

$E/(D+E)$ = Percentual de capital próprio

$D/(D+E)$ = Percentual de capital de terceiros

IV.1.3.1. CÁLCULO DA TAXA DE DESCONTO

A tabela a seguir revela os valores utilizados para o cálculo da taxa de desconto, sendo respeitada a metodologia descrita anteriormente.

As variáveis exógenas foram estimadas a partir de amostras relativas a períodos de 3 a 5 anos. Assim, ao usarmos uma média ao invés de um valor pontual, estamos maximizando as chances de estarmos refletindo uma tendência de longo prazo.

CÁLCULO DA TAXA DE DESCONTO - WACC

RETORNO USTB30	6,70%
INFLAÇÃO AMERICANA	3,00%
TAXA LIVRE DE RISCO	3,59%
RETORNO S&P	14,00%
PRÊMIO DE MERCADO	6,84%
BETA DA EMPRESA	0,86
RETORNO C-BOND	12,80%
RISCO BRASIL	5,72%
CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO (CAPM)	15,19%
CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS	9,80%
PERCENTUAL DE CAPITAL PRÓPRIO	78,02%
PERCENTUAL DE CAPITAL DE TERCEIROS	21,98%
WACC	13,27%

IV.II. RAZOABILIDADE DA METODOLOGIA

As razões para a utilização desta metodologia devem ser abordadas, visando à sustentação e validação do modelo e, portanto, do valor de mercado encontrado para a empresa em pauta. Na realidade, a adoção deste método deve ser analisada em virtude do preterimento da avaliação através do fluxo de caixa livre do acionista descontado.

A metodologia através do fluxo de caixa do acionista descontado está descrita a seguir, porém não foi utilizada. Esta alternativa é apropriada apenas para empresas “*start-ups*”, com uma necessidade inicial muito grande de financiamentos e empréstimos visando a entrada operação da empresa. Este método também é aplicável ao cálculo do valor de participações minoritárias em empresas.

Estas situações não se aplicam a empresa em pauta, pois encontra-se bastante consolidada no mercado. Além disso, visamos estimar o valor de 100% do capital total, representando, portanto, a totalidade das ações da empresa.

IV.II.1.METODOLOGIA DO FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA

Outra metodologia utilizada usualmente na avaliação econômico-financeira de empresas é baseada no fluxo de caixa livre do acionista e trazido a valor presente através do CAPM - *Capital Asset Pricing Model*. Esta taxa é utilizada pois este novo fluxo, após pagamentos de juros e amortizações de financiamentos, representa o fluxo de caixa livre para o acionista e deve, portanto, ser descontada a taxa representativa do capital próprio.

Este método considera as entradas/saídas de caixa não referentes a operação da empresa.

Desta forma, incorporamos os seguintes itens após o fluxo de caixa operacional descrito na metodologia anterior:

(+) Novas Entradas de Financiamentos

(-) Amortizações de Financiamentos

(+/-) Receitas/Despesas Financeiras

(+/-) Resultado Não Operacional

Após estes ajustes, atingimos o fluxo de caixa do acionista, descontado a valor presente através da seguinte fórmula:

$$Valor\ Presente = \sum_{t=1}^{t=10} \frac{FCAc.}{(1 + CAPM)^t}$$

A partir do último ano da projeção, é necessária a realização do cálculo do valor residual do fluxo projetado, sendo isto calculado através da aplicação da seguinte fórmula:

$$ValorPerpetuidade_{10} = \frac{FCAc._{10} \times (1 + g)}{(CAPM - g)}$$

onde, $FCAc._{10} = FCAc.$ para o último ano

$g =$ taxa de crescimento do $FCAc._{10}$

Posteriormente, o valor encontrado é trazido a valor presente através da seguinte fórmula:

$$Valor\ Presente\ Perpetuidade = \frac{ValorPerpetuidade_{10}}{(1 + CAPM)^{10}}$$

Por fim, o valor total da empresa a ser avaliada por tal metodologia é calculado pela soma dos valores presentes do fluxo de caixa livre do acionista projetado e da perpetuidade.

IV.III. PREMISSAS DA AVALIAÇÃO

A seguir abordaremos as premissas utilizadas na avaliação econômico-financeira desta empresa através da metodologia do fluxo de caixa operacional descontado. O horizonte de projeção foi de dez anos, seguido por uma perpetuidade com crescimento anual de 3% e tendo como período base, dezembro de 2000. A taxa de desconto encontrada para o custo médio ponderado de capitais foi de 13,27% ao ano.

As projeções são realizadas em moeda de poder aquisitivo constante, não contabilizando, portanto, efeitos inflacionários decorrentes de alterações na conjuntura político-econômica brasileira.

IV.IV. DEMONSTRATIVO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO PROJETADO

Este item dedica-se à descrição das premissas utilizadas visando a projeção deste demonstrativo contábil.

Receita Bruta – a receita futura de fornecimento de energia foi baseada em estimativas de mercado da ELETROBRÁS e presentes, inclusive, no Plano Decenal de Expansão. A tabela a seguir ressalta as taxas anuais de crescimento do consumo das variadas classes de clientes da empresa.

TAXAS DE CRESCIMENTO DO CONSUMO

CLASSES	REC. BRUTA - 2000 ¹	2001-2005	2006-2010
RESIDENCIAL	928.152	6,4%	6,3%
COMERCIAL	719.285	6,8%	6,7%
INDUSTRIAL	442.239	4,9%	5,9%
OUTROS	296.405	6,0%	5,9%

Fonte: ELETROBRÁS

Deve-se salientar que não foram considerados possíveis impactos negativos sobre estas taxas advindos do programa de racionamento uma vez que as medidas emergenciais não atingem a região Sul.

Além disso, não se acredita na manutenção a longo prazo da redução de consumo registrada. Na realidade, este fenômeno está associado à intensa divulgação na mídia das vantagens de um comportamento restritivo, não devendo se estender após o relaxamento desta questão.

Em relação às receitas de suprimento de energia elétrica, uso da rede transmissão e outras, estas foram calculadas através de um percentual sobre a receita principal da empresa, advinda do fornecimento de energia elétrica. Neste sentido, os valores utilizados foram os seguintes: 7,5%, 1,9% e 3,9%, respectivamente.

Portanto, só foram consideradas variações nos montantes de energia elétrica consumidos, não sendo adotadas variações tarifárias. Tal fato ocorre porque possíveis reajustes são resultado de variações em índices de inflação e o presente modelo é baseado em moeda de poder aquisitivo constante.

¹ Dados em R\$ mil

Deduções – as deduções incidentes sobre a receita bruta são relativas aos seguintes impostos: ICMS (Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços), COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e RGR (Reserva Global de Reversão).

As alíquotas utilizadas foram calculadas com base em dados históricos e estão em linha com os valores praticados no mercado, sendo as seguintes respectivamente: 20,5%, 2,9%, 0,6% e 2,1%.

Também foi considerado o ISSQN (Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza), atingindo valor pouco significativo.

Custo dos Serviços Prestados – utilizou-se a margem líquida histórica da empresa de 42,3%.

Depreciação– a taxa de depreciação adotada foi de 2,5%. *A priori*, trata-se de um valor baixo, porém apropriado contabilmente aos ativos mais valiosos da empresa, tais como turbinas de geração.

Receitas Financeiras - as receitas financeiras são calculadas a partir da aplicação tanto do saldo do fluxo de caixa total obtido pela empresa a cada exercício (se positivo) como de aplicações financeiras e/ou fundos de investimentos anteriores. A taxa de aplicação utilizada foi 100% CDI¹ (Certificado de Depósito Interbancário). Tal valor resulta em uma taxa anual de 8,6%. A expectativa de inflação, de 8% ao ano, está devidamente retirada do valor nominal desta aplicação.

Despesas Financeiras – as despesas financeiras são relativas aos juros incidentes sobre os empréstimos e financiamentos da empresa. A taxa de captação considerada foi 101% CDI, resultando em uma taxa anual de 9,8% e devidamente retirada a expectativa de inflação de 8% ao ano.

Juros sobre Capital Próprio – a empresa distribui juros sobre capital próprio anualmente, tendo sido mantido o nível histórico dos últimos anos.

Imposto de Renda e Contribuição Social – foram consideradas as alíquotas de 25% para Imposto de Renda e 9% para Contribuição Social sobre Lucro Líquido. Não foram ainda

¹ CDI em 31/12/2000 = 17,32%

consideradas adições e/ou exclusões sobre o LAIR (Lucro Antes de Imposto de Renda) visando o cálculo do lucro real.

Dividendos – considerou-se a distribuição de 25% do lucro líquido anual aos acionistas da empresa.

IV.IV.1. DEMONSTRATIVO ANEXADO

RS mil	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Receita Bruta	2.884.276	3.065.763	3.258.713	3.463.849	3.681.946	3.912.684	4.157.888	4.418.466	4.695.381	4.989.659
Fornecimento de Energia Elétrica	2.538.790	2.701.273	2.874.154	3.058.100	3.253.818	3.458.809	3.676.714	3.908.347	4.154.573	4.416.311
Suprimento de Energia Elétrica	190.853	200.205	210.015	220.306	231.100	244.735	259.175	274.466	290.660	307.809
Uso da Rede de Transmissão	46.869	50.056	53.460	57.095	60.978	65.063	69.423	74.074	79.037	84.332
Outras Receitas	107.764	114.230	121.083	128.348	136.049	144.076	152.577	161.579	171.112	181.208
Deduções	(755.802)	(803.359)	(853.920)	(907.674)	(964.825)	(1.025.288)	(1.089.542)	(1.157.824)	(1.230.388)	(1.307.501)
ICMS	(591.457)	(628.673)	(668.240)	(710.305)	(755.029)	(802.345)	(852.627)	(906.061)	(962.846)	(1.023.192)
ISSQN	(1.059)	(1.126)	(1.197)	(1.272)	(1.352)	(1.437)	(1.527)	(1.623)	(1.724)	(1.832)
PASEP	(18.319)	(19.472)	(20.698)	(22.001)	(23.386)	(24.851)	(26.409)	(28.064)	(29.823)	(31.692)
COFINS	(84.552)	(89.872)	(95.528)	(101.542)	(107.935)	(114.699)	(121.887)	(129.526)	(137.644)	(146.270)
Cota para RGR	(60.415)	(64.216)	(68.258)	(72.555)	(77.123)	(81.956)	(87.092)	(92.550)	(98.350)	(104.514)
Receita Líquida	2.128.474	2.262.404	2.404.793	2.556.175	2.717.121	2.887.396	3.068.347	3.260.642	3.464.994	3.682.159
Custo dos Serviços Prestados	(1.228.952)	(1.306.281)	(1.388.494)	(1.475.900)	(1.568.829)	(1.667.143)	(1.771.621)	(1.882.650)	(2.000.640)	(2.126.028)
EBITDA	899.522	956.123	1.016.298	1.080.275	1.148.293	1.220.253	1.296.725	1.377.992	1.464.354	1.556.131
Depreciação	(212.579)	(221.504)	(229.504)	(239.193)	(249.491)	(260.435)	(272.065)	(284.424)	(297.557)	(311.513)
Amortização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBIT	686.943	734.619	786.794	841.082	898.802	959.818	1.024.660	1.093.568	1.166.797	1.244.617
Resultado Financeiro	(261.313)	(289.068)	(292.647)	(290.222)	(291.494)	(292.285)	(292.547)	(292.264)	(291.402)	(289.929)
Receitas Financeiras	28.194	6.206	6.516	6.842	7.184	7.543	7.920	8.316	8.732	9.168
Despesas Financeiras	(134.526)	(136.378)	(140.323)	(138.281)	(139.957)	(141.171)	(141.877)	(142.060)	(141.688)	(140.729)
Varição Monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)
Resultado da Equivalência Patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	5.019	1.105	1.160	1.218	1.279	1.343	1.410	1.480	1.554	1.632
Resultado Não Operacional	-									
LAIR	425.630	445.551	494.147	550.861	607.307	667.533	732.113	801.304	875.395	954.689
IR	(106.408)	(111.388)	(123.537)	(137.715)	(151.827)	(166.883)	(183.028)	(200.326)	(218.849)	(238.672)
CSSL	(38.307)	(40.100)	(44.473)	(49.577)	(54.658)	(60.078)	(65.890)	(72.117)	(78.786)	(85.922)
Contribuições Estatutárias	(20.000)									
Reversão Juros sobre Capital Próprio	160.000									
Lucro Líquido	420.916	434.064	466.137	503.568	540.823	580.572	623.195	668.861	717.761	770.095

IV.V. BALANÇO PATRIMONIAL PROJETADO

Ao longo dos próximos itens, serão descritas as premissas consideradas para a projeção das principais contas do balanço patrimonial da empresa.

IV.V.1. ATIVO

Disponibilidades – esta conta foi estimada através do prazo médio obtido pela observação de anos anteriores. Em geral, a empresa mantém 3 dias da receita bruta em caixa.

Fundo de Liquidez para Compra de Energia – esta conta destina-se à provisão de valores à aquisição de energia elétrica da Usina Termelétrica de Araucária, sendo o valor limitado a US\$ 47 milhões. Optou-se por utilizar o percentual de 60% deste limite em virtude de percentuais históricos registrados.

Em relação à cotação do dólar médio, utilizou-se R\$ 2,55 / US\$ 1,00 ao longo do primeiro ano da projeção. Após este exercício, considerou-se ainda uma desvalorização anual de 5% da moeda nacional.

Créditos – esta conta refere-se basicamente a débitos de clientes. Utilizou-se o valor de 78 dias da receita bruta visando a estimação desta conta.

Estoques – utilizou-se o valor de 5 dias do custo de serviços prestados.

Despesas Antecipadas – refere-se a adiantamento a funcionários. Em geral, os custos incorridos com o pagamento da folha de funcionários são de cerca de 29% do custo total da empresa. Por sua vez, as despesas antecipadas totalizam 0,2% do valor total deste custo com pessoal.

Créditos Diversos – corresponde aos repasses anuais realizados pela empresa ao governo a título da Reserva de Reversão e está limitada a 3% do volume total de investimentos. Ao longo dos últimos anos, este valor tem crescido anualmente em 8,5%, sendo mantido este percentual visando a projeção.

Imobilizado – o imobilizado da empresa considerou o cronograma de investimentos da empresa. Este está disponível até 2003., e a partir deste ano, utilizou-se o percentual de 11,2% da receita bruta total.

CRONOGRAMA DE INVESTIMENTOS

R\$ Mil	2001	2002	2003	2004	2005
INVESTIMENTOS	349.000	357.000	320.000	387.543	411.944

Fonte: ELETROBRÁS

IV.V.2. PASSIVO

Fornecedores – foi adotado o valor de 28 dias do custo de serviços prestados.

Impostos, Taxas e Contribuições – utilizou-se o percentual histórico de 11,7% sobre as deduções da receita bruta.

Dividendos a Pagar – a empresa provisiona dividendos no passivo circulante e executa o pagamento somente em exercício seguinte. Não foi utilizada esta prática ao longo da projeção. Assim, assumiu-se o pagamento de dividendos no próprio exercício do fato gerador. Em relação ao valor provisionado na data-base da avaliação, deve-se registrar que este foi distribuído ao final do primeiro ano da projeção.

Empréstimos e Financiamentos – o cronograma de amortizações está de acordo com as notas explicativas da empresa divulgadas ao final do exercício de 2000.

CRONOGRAMA DE AMORTIZAÇÕES

R\$ Mil	2001	2002	2003	2004	2005
AMORTIZAÇÕES	275.674	90.665	77.293	69.688	360.542

Fonte: COPEL

IV.V.3. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social – não foram considerados aportes de capital pelos acionistas ao longo do horizonte de projeção.

Reservas de Capital – foram mantidas constantes.

Reserva Legal – esta conta incorpora anualmente 5% do lucro do exercício, porém, sempre respeitando as regras contábeis. Neste sentido, a parcela destinada anualmente não pode exceder 20% do capital social e o valor acumulado não pode assumir um valor superior a 30% do capital social da empresa. Em situações onde houver excedente, este será agregado a conta reserva de lucros (lucros/prejuízos acumulados).

IV.V.4. DEMONSTRATIVO ANEXADO

R\$ mil	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
ATIVO										
Ativo Circulante	740.090	785.729	834.204	885.690	940.378	998.201	1.059.595	1.124.780	1.193.990	1.267.475
Disponibilidades	24.878	26.443	28.107	29.876	31.758	33.748	35.863	38.110	40.499	43.037
Aplicações de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aplicação Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fundo de Liquidez para Compra de Energia	71.910	75.506	79.281	83.245	87.407	91.777	96.366	101.185	106.244	111.556
Créditos	626.990	666.442	708.385	752.978	800.389	850.547	903.850	960.495	1.020.691	1.084.662
Estoques	15.763	16.755	17.809	18.931	20.122	21.383	22.724	24.148	25.661	27.269
Despesas Antecipadas	550	584	621	660	702	746	792	842	895	951
Realizável a Longo Prazo	1.040.021	1.128.736	1.225.019	1.329.516	1.442.926	1.566.010	1.699.593	1.844.571	2.001.917	2.172.683
Créditos Diversos	1.040.021	1.128.736	1.225.019	1.329.516	1.442.926	1.566.010	1.699.593	1.844.571	2.001.917	2.172.683
Ativo Permanente	6.361.111	6.496.607	6.587.103	6.735.454	6.897.907	7.075.231	7.268.360	7.478.284	7.706.056	7.952.797
Investimentos	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480	345.480
Imobilizado Líquido	6.015.631	6.151.127	6.241.623	6.389.974	6.552.427	6.729.751	6.922.880	7.132.804	7.360.576	7.607.317
Ativo Total	8.141.222	8.411.073	8.646.326	8.950.660	9.281.210	9.639.442	10.027.548	10.447.634	10.901.962	11.392.956
PASSIVO										
Passivo Circulante	723.437	852.746	913.774	1.304.559	1.391.729	1.472.891	1.549.090	1.616.894	1.674.526	1.726.931
Empréstimos	90.665	77.293	69.688	360.542	60.836	59.225	58.713	55.035	49.838	49.838
Empréstimos de Curto Prazo	294.671	425.799	482.148	569.021	942.014	1.010.098	1.071.200	1.126.095	1.171.296	1.204.968
Fornecedores	94.800	100.765	107.107	113.850	121.018	128.602	136.661	145.226	154.328	164.000
Impostos, Taxas e Contribuições	88.806	94.394	100.335	106.651	113.366	120.471	128.021	136.044	144.570	153.631
Dividendos a Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495	154.495
Exigível a Longo Prazo	2.363.943	2.338.937	2.323.561	2.019.433	2.017.196	2.018.838	2.023.348	2.033.984	2.052.360	2.073.377
Empréstimos e Financiamentos	1.013.413	936.120	866.432	505.890	445.054	385.829	327.116	272.081	222.243	172.405
Outros	1.350.530	1.402.817	1.457.129	1.513.543	1.572.142	1.633.009	1.696.232	1.761.903	1.830.117	1.900.972
Patrimônio Líquido	5.053.841	5.219.389	5.408.992	5.626.668	5.872.285	6.147.714	6.455.110	6.796.755	7.175.076	7.592.647
Capital Social Integralizado	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247	1.620.247
Reservas de Capital	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446	1.546.446
Reserva de Lucros	1.887.148	2.052.696	2.242.299	2.459.975	2.705.592	2.981.021	3.288.417	3.630.062	4.008.383	4.425.954
Reserva Legal	141.456	149.734	159.214	170.098	182.379	196.150	211.520	228.602	247.518	268.397
Reserva de Lucros a Realizar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retenção de Lucros	1.745.692	1.902.962	2.083.085	2.289.877	2.523.213	2.784.871	3.076.897	3.401.460	3.760.865	4.157.557
Passivo Total	8.141.222	8.411.073	8.646.326	8.950.660	9.281.210	9.639.442	10.027.548	10.447.634	10.901.962	11.392.956

IV.VI. BREVE COMENTÁRIO SOBRE DADOS HISTÓRICOS

Algumas das principais contas das demonstrações contábeis da empresa foram projetadas através da utilização de dados históricos.

A adoção deste método não seria eficiente em empresas com alta variabilidade nas taxas de crescimento e/ou com características cíclicas. Também seria inadequada em caso de mudanças constantes nos fundamentos da empresa.

Entretanto, nenhum destes cenários restritivos se aplica à COPEL. Trata-se de empresa produtora e distribuidora de um bem essencial e, portanto, de menor elasticidade a variações em preço e outras variáveis setoriais ou macroeconômicas, permitindo maior previsibilidade das perspectivas de crescimento futuras e maior probabilidade de concretização destes valores.

Deve-se, porém, ressaltar a necessidade de atenção aos limites físicos de produção da empresa, não se devendo utilizar uma taxa histórica indefinidamente.

IV.VII.FLUXO DE CAIXA PROJETADO

RS mil	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
(+) Geração de Caixa	665.962	706.353	748.788	794.307	842.700	893.915	948.341	1.006.179	1.067.643	1.132.961
EBITDA	899.522	956.123	1.016.298	1.080.275	1.148.293	1.220.253	1.296.725	1.377.992	1.464.354	1.556.131
IR & CSSL - Operacional	(233.561)	(249.771)	(267.510)	(285.968)	(305.593)	(326.338)	(348.385)	(371.813)	(396.711)	(423.170)
(+) Capital de Giro	(41.078)	(34.086)	(36.192)	(38.428)	(40.804)	(43.136)	(45.784)	(48.597)	(51.582)	(54.752)
<i>Varição nas Contas do Ativo Circulante</i>										
Disponibilidades	3.483	(1.565)	(1.664)	(1.769)	(1.881)	(1.990)	(2.115)	(2.248)	(2.388)	(2.538)
Fundo de Liquidez para Compra de Energia	(7.169)	(3.596)	(3.775)	(3.964)	(4.162)	(4.370)	(4.589)	(4.818)	(5.059)	(5.312)
Créditos	(92.628)	(39.452)	(41.944)	(44.593)	(47.410)	(50.158)	(53.303)	(56.645)	(60.196)	(63.971)
Estoques	(1.448)	(992)	(1.054)	(1.121)	(1.192)	(1.261)	(1.340)	(1.424)	(1.513)	(1.608)
Despesas Antecipadas	40	(35)	(37)	(39)	(42)	(44)	(47)	(50)	(53)	(56)
<i>Varição nas Contas do Passivo Circulante</i>										
Fornecedores	9.818	5.965	6.342	6.742	7.168	7.584	8.059	8.565	9.102	9.672
Impostos, Taxas e Contribuições	46.824	5.588	5.941	6.316	6.715	7.104	7.550	8.023	8.526	9.061
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Investimentos	(349.000)	(357.000)	(320.000)	(387.543)	(411.944)	(437.760)	(465.194)	(494.348)	(525.329)	(558.254)
(=) FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL	275.883	315.266	392.597	368.336	389.952	413.020	437.363	463.234	490.731	519.954
(+)Variação nas Contas de Longo Prazo (At&Pas)	(31.405)	(36.428)	(41.972)	(48.082)	(54.812)	(62.217)	(70.360)	(79.307)	(89.131)	(99.912)
Créditos Diversos	(81.743)	(88.716)	(96.283)	(104.496)	(113.410)	(123.084)	(133.583)	(144.978)	(157.345)	(170.767)
Outros	50.338	52.287	54.312	56.414	58.598	60.867	63.224	65.671	68.214	70.855
(+) Variações Financeiras	(670.134)	(409.966)	(406.975)	(407.126)	(708.134)	(418.887)	(428.105)	(438.822)	(446.800)	(453.715)
Amortizações de Financiamentos	(275.674)	(90.665)	(77.293)	(69.688)	(360.542)	(60.836)	(59.225)	(58.713)	(55.035)	(49.838)
Dividendos a Pagar	(201.993)	(108.516)	(116.534)	(125.892)	(135.206)	(145.143)	(155.799)	(167.215)	(179.440)	(192.524)
Receitas Financeiras	28.194	6.206	6.516	6.842	7.184	7.543	7.920	8.316	8.732	9.168
Despesas Financeiras	(134.526)	(136.378)	(140.323)	(138.281)	(139.957)	(141.171)	(141.877)	(142.060)	(141.688)	(140.729)
Juros sobre Capital Próprio	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)	(160.000)
Outros	5.019	1.105	1.160	1.218	1.279	1.343	1.410	1.480	1.554	1.632
IR e CSSL Financeira	88.846	98.283	99.500	98.675	99.108	99.377	99.466	99.370	99.077	98.576
Contribuições Estatutárias	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)	(20.000)
(=) FLUXO DE CAIXA TOTAL	(425.655)	(131.128)	(56.350)	(86.873)	(372.993)	(68.084)	(61.102)	(54.895)	(45.201)	(33.672)
Caixa Inicial	130.984	(294.671)	(425.799)	(482.148)	(569.021)	(942.014)	(1.010.098)	(1.071.200)	(1.126.095)	(1.171.296)
Caixa Final	(294.671)	(425.799)	(482.148)	(569.021)	(942.014)	(1.010.098)	(1.071.200)	(1.126.095)	(1.171.296)	(1.204.968)

IV.VIII. RESULTADOS

Após anexados os necessários demonstrativos, deve ser calculado o valor da empresa.

Inicialmente, devemos utilizar o fluxo de caixa operacional estimado e descontá-lo através da taxa de desconto obtida através do método WACC. Este procedimento está demonstrado através da figura a seguir.

CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA – ETAPA 1

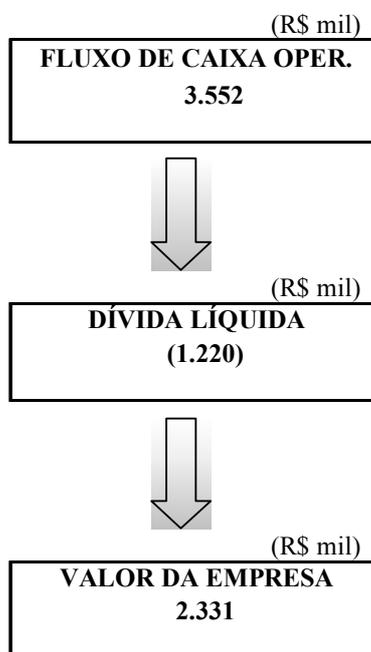
RS mil	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
WACC										
Taxa de desconto acumulada	1,133	1,283	1,453	1,646	1,864	2,112	2,392	2,709	3,069	3,476
FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL	275.883	315.266	392.597	368.336	389.952	413.020	437.363	463.234	490.731	519.954
VALOR PRESENTE	3.551.773	243.566	245.732	270.161	223.775	209.157	195.580	182.847	170.977	159.909

Agora, deve-se proceder aos devidos ajustes sobre o valor total encontrado, isto é, deve-se ser considerada a dívida líquida da empresa no período-base. Isto ocorre pois um possível comprador irá arcar com as amortizações necessárias sobre os empréstimos tomados e estas não estão consideradas no fluxo operacional da empresa.

A dívida líquida da empresa é calculada pelo total dos empréstimos e financiamentos no período base, porém deduzida das disponibilidades e das aplicações financeiras.

A figura a seguir ilustra estas correções e o valor total da empresa é, portanto, de **RS 2.331.366.000,00**.

CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA – ETAPA 2



V. AVALIAÇÃO – MÚLTIPLOS DE MERCADO

V.I. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Outro método utilizado em avaliações econômico-financeiras é a análise de múltiplos de mercado. Esta metodologia de avaliação é considerada menos precisa por não considerar as especificidades da empresa, porém é de extrema validade por fornecer um parâmetro de avaliação.

Deve-se, ainda, ressaltar a crescente adoção desta metodologia em economias desenvolvidas como a norte-americana. Isto decorre também do maior acesso a dados de empresas comparáveis e da existência de um maior banco de dados, contendo informações de empresas desde a década de 30.

A metodologia de avaliação por múltiplos envolve as seguintes etapas: (i) determinar as empresas comparáveis mais adequadas; (ii) selecionar as medidas quantitativas de avaliação mais significativas para os investidores; e (iii) selecionar e aplicar os indicadores quantitativos mais apropriados à empresa a ser avaliada para determinação do seu intervalo de valor.

V.II. RESULTADOS

Esta avaliação utilizou dados de empresas do setor elétrico em fase de privatização, visando reconstituir o panorama atual da empresa-alvo. Além disso, o múltiplo adotado foi obtido através da relação entre o valor econômico destas empresas, isto é, o preço mínimo do leilão das empresas listadas, e o montante de energia distribuído por estas empresas.

MÚLTIPLOS DE MERCADO

EMPRESA	ANO	VALOR ECONÔMICO ¹	ENERGIA(GWh)	MÚLTIPLO
CERJ	1996	661.360	6.157.278	0,11
COELBA	1997	1.884.891	8.099.948	0,23
AES-SUL	1997	858.123	5.772.000	0,15
RGE	1997	986.558	4.611.000	0,21
CPFL	1997	4.316.439	16.704.328	0,26
ENERSUL	1997	614.786	2.329.101	0,26
CEMAT	1997	363.641	2.100.000	0,17
ENERGIPE	1997	340.604	1.492.093	0,23
COSERN	1997	500.300	2.084.384	0,24
COELCE	1998	1.523.854	4.756.065	0,32
METROPOLITANA	1998	6.801.114	34.779.000	0,20
CELPA	1998	795.941	2.824.000	0,28
ELEKTRO	1998	1.679.082	10.295.000	0,16
BANDEIRANTE	1998	3.404.437	23.170.000	0,15
CELB	1999	87.387	448.740	0,19
CELPE	2000	2.226.250	7.014.000	0,32
CEMAR	2000	617.370	2.292.700	0,27

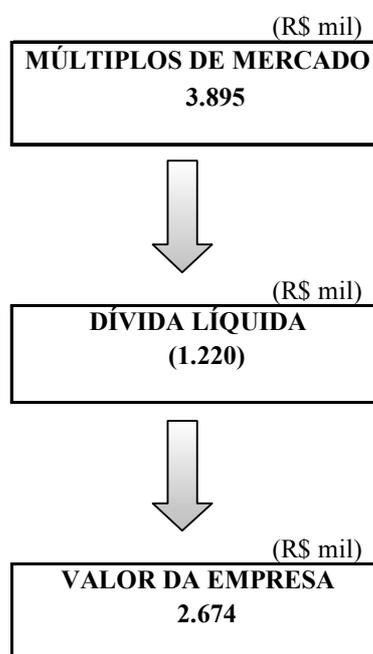
Fonte: ELETROBRÁS

Neste sentido, a média entre os múltiplos obtidos foi de 0,22. Dado que a COPEL distribuiu aos consumidores finais cerca de 17.629.000 GWH em 2000, o valor da empresa estimado através desta metodologia é de **R\$ 2.674.369.000,00**. Este valor incorpora os devidos ajustes, referentes à dedução da dívida líquida da empresa.

A figura a seguir visa ilustrar o encadeamento descrito acima.

¹ Dados em R\$ mil

CÁLCULO DO VALOR DA EMPRESA



VI. CONCLUSÃO

O propósito deste trabalho foi aplicar os fundamentos teóricos da avaliação econômico-financeira de empresas a um caso prático e de grande interesse em função das circunstâncias especiais que recentemente mobilizaram as atenções em direção ao setor energético do país. A principal metodologia adotada para esta avaliação da COPEL foi a de fluxo de caixa operacional descontado, sendo o valor obtido devidamente balizado através de uma breve avaliação por múltiplos de mercado.

Não podemos deixar de mencionar a simplicidade do modelo para obtenção do valor de mercado. A realização de um trabalho completo envolveria ainda outras etapas tais como avaliações jurídicas, buscando identificar passivos trabalhistas e irregularidades nesta área, além de avaliações ambientais, entre outras. Estas etapas são comuns em processos de privatização, não sendo, porém, habituais em estudos desenvolvidos por consultorias visando a avaliação de empresas.

Além disso, não houve acesso a informações estratégicas da empresa tais como plano de investimentos de longo prazo e estratégias competitivas. Os dados e informações utilizados foram obtidas através da ELETROBRÁS, CVM (Comissão de Valores Mobiliários) e em relatórios periódicos divulgados por bancos de investimento.

Estas dificuldades não devem minimizar a importância deste trabalho.

Os resultados alcançados através dos métodos propostos foram bastante próximos, fornecendo um indicador da eficiência do presente trabalho.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Copeland, Tom – “Avaliação de empresas – valuation –2000”

Cornell, Bradford – “The equity risk premium”

Damodaran, Aswath – “Avaliação de investimentos: ferramentas e técnicas para determinação do valor de qualquer ativo – 1996”

Damodaran, Aswath – “The dark side of valuation: firms with no earnings, no history and no comparables – 2000”

Gitman, Lawrence – “Princípios de administração financeira”

Ross, Stephen; Westerfield, Randolph; Jaffe, Jeffrey – “Administração financeira – Corporate Finance”

ELETROBRÁS – “Plano Decenal de Expansão – 1999”

Informações sobre a COPEL disponibilizadas pela CVM (Comissão de Valores Mobiliários) através dos seguintes documentos: Informações Anuais (2000) e Demonstrações Financeiras Padronizadas (2000)

Relatórios de acompanhamento da COPEL divulgados por: Banco Brascan S.A (2001). e Banco Pactual (2001)

Relatórios de acompanhamento do setor elétrico divulgados por JPMorgan (2001), Morgan Stanley Dean Witter (2001), Bear Stearns (2001) e Banco Brascan S.A. (2001)