

COPEL – Companhia Paranaense de Energia
OBSERVAÇÕES QUANTO A AVALIAÇÃO E PREÇO MÍNIMO

Relatório de Avaliação

Prof. Ildo Luís Sauer
Engenheiro, Mestre em Planejamento Energético
PhD pelo MIT, Professor do Programa Interunidades
de Pós-Graduação em Energia da
USP - Universidade de São Paulo
CREA RS 29.570-D

Adm. José Paulo Vieira
Doutorando em Energia do
Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
USP - Universidade de São Paulo
CRA 27.076

COPEL – Companhia Paranaense de Energia
OBSERVAÇÕES QUANTO A AVALIAÇÃO E PREÇO MÍNIMO
Relatório de Avaliação

1. Introdução

O objetivo do presente trabalho, realizado a convite do CREA-PR, é prestar subsídios ao Ministério Público no Estado do Paraná no que concerne ao processo de avaliação da COPEL – Companhia Paranaense de Energia. O texto final foi grandemente favorecido pela atuação conjunta no âmbito do grupo de trabalho multidisciplinar constituído para aquela finalidade.

Procurou-se demonstrar que a metodologia adotada pelos Consultores não foi adequada para a avaliação deste tipo de ativo, além de englobar inúmeras arbitrariedades na escolha dos parâmetros norteadores dos cálculos. As taxas de desconto aplicadas sobre os fluxos de receita projetados para a COPEL são compostas a partir de uma agregação de taxas de risco muito elevadas, prejudicando o preço mínimo calculado. De outro lado, as receitas foram projetadas a partir de patamares tarifários tímidos, muito aquém das expectativas que estão sendo construídas a partir das tecnologias emergentes e dos processos concretos colocados para o setor elétrico, que consolidam, como reconhecem os próprios Consultores, custos marginais crescentes.

O resultado apresentado é duplamente ruim. De um lado o agravamento das incertezas econômicas, tanto no país quanto internacionais, que implicou na atual semi-paralisação dos fluxos de capitais e de investimentos, maximiza os riscos deste tipo de negócio. De outro o atual modelo do setor elétrico, tão incompleto quanto questionável, como os fatos estão a demonstrar, constitui mais um fator agregador de incertezas que se refletem em aumento das taxas de risco e, conseqüentemente, de subavaliação do preço da companhia.

Destarte, tanto avaliações como a modelagem do negócio implicam em assunção de todos os riscos contra a COPEL.

Em Fato Relevante de 17/10/2001 (Gazeta Mercantil) o Governo Estadual justifica que 70% dos recursos do leilão serão destinados ao fundo de previdência estadual. Observe-se que esta operação sofrerá um duplo deságio: nas corretagens e taxas de desconto para a venda da COPEL e depois na busca de alternativas de investimento para os recursos destinados a esse fundo.

A existência de um fundo previdenciário está intrinsecamente vinculada à obtenção de fluxos futuros de receita, remuneradas a taxas menos elevadas do que as exigidas pelo setor financeiro. Se a este fundo fosse diretamente atribuída uma parcela das receitas futuras da COPEL, evitar-se-ia o duplo deságio e seriam melhor avaliadas as receitas da COPEL (via menores taxas de desconto).

Considerando-se que um fundo de previdência necessita de 6,0% anuais de remuneração, esta economia seria de cerca de **R\$ 1,8 bilhões**, pois um mesmo montante de compromissos previdenciários seria quitado com uma menor quantia de recursos. Ou seja, o mesmo resultado seria obtido com 51,55% dos recursos previstos, se vinculadas **diretamente ao fundo** as receitas futuras da COPEL. Essa proporção se repete, caso se verifique ágio no leilão, hipótese que parece pouco provável face à conjuntura.

O respeito ao interesse público poderia considerar um aspecto de cautela quanto à implementação desta nova forma de exploração dos serviços públicos de eletricidade. A concessão está sendo concedida por um período de **30 anos, prorrogáveis** mediante requerimento do interessado. Se a concessão fosse de 15 anos, o valor arrecadado seria reduzido de apenas **16%** (cf. taxa de desconto da COPEL-G), pois a metodologia é muito sensível para os primeiros anos da projeção. A venda de 15 anos de receitas geraria cerca de 84% do valor total previsto, montante ainda significativo, e após 15 anos a sociedade teria a oportunidade de julgar quanto à adequacidade do modelo privatista, conduzindo a ajustes mais profundos, se fosse o caso. Se há a necessidade de “caixa” para fazer face a compromissos, indaga-se o porquê empenhar-se todo um período futuro (50 ou 60 anos), o porquê de comprometer-se toda uma - ou duas - gerações de brasileiros com a aposta irredutível em um modelo?

O que se verifica, todavia, é um processo eivado de contradições e de deságios contra o interesse público, norteado pela opção por parâmetros que sistematicamente favorecem ao mercado financeiro. Ademais, o exame de contratos vinculados à Tradener e à Escoelectric, entre outros, demonstram que a venda da COPEL viabilizará negócios muito lucrativos para alguns grupos vinculados às autoridades estaduais. Em negociações recentes foram incluídas condicionantes inconvenientes aos novos donos, por exemplo a exclusividade de venda pela Tradener do excedente de energia da COPEL, vinculadas a multas significativas pelo seu não cumprimento.

Se outra alternativa não houver do que vender a COPEL, sua avaliação deveria ser pautada em bases mais sólidas, dadas pela atual tecnologia embutida nos investimentos em geração, distribuição e transporte de energia, que traduzem o real Valor Econômico destes recursos, conforme explicitado no presente parecer. Face às incertezas apontadas, os

pressupostos que sustentam a avaliação da COPEL não passam de um exercício de ficção.

2. Cálculo da Taxa de Desconto

O valor da COPEL, pela metodologia adotada pelos Consultores, resulta, sinteticamente, da aplicação de uma **Taxa de Desconto** sobre a projeção do fluxo de caixa líquido decorrente de suas receitas futuras.

A Taxa de Desconto adotada pelos Consultores é a do Custo Médio Ponderado de Capital ou "WACC" (Weighted Average Cost Capital).

Este **Custo Médio Ponderado de Capital** resulta da ponderação entre o Custo de Capital Próprio ("Ke", equity) e o Custo de Capital de Terceiros (Kd, debt). No caso da COPEL-G os Consultores definiram as seguintes taxas de desconto:

Cálculo da Taxa de Desconto da COPEL-G

	Booz Allen &H.	Cons.Diamante*
(a) Taxa Livre de Risco	3,44%	5,5%
(b) Prêmio de Risco de Mercado	5,52%	6,3%
(c) Fator "b"	1,126	0,65
(d) Risco Brasil	7,13%	7,0%
CUSTO CAPITAL PRÓPRIO (a+ b.c + d)	16,79%	16,6%
CUSTO CAPITAL DE TERCEIROS	9,21%	10,9%
TAXA DE DESCONTO (WACC)	11,16%	12,4%

(*) Sua avaliação foi utilizada pelo Governo Estadual para fixar o Valor Econômico Mínimo da COPEL.

Portanto a Taxa de Desconto é função dos Custos de Capital Próprio e de Terceiros, **ponderados** por uma média de sua composição relativa, que é **atribuída pelos Consultores**.

O Consórcio Diamante definiu esta composição, para a COPEL-G, como 54,8% de capital próprio e 45,2% de capital de terceiros (que resulta de uma amostra de empresas privatizadas no setor elétrico brasileiro). Segundo o mesmo critério, mas com amostragem diversa, os Consultores da BA&H atribuíram à COPEL 45% de capital próprio e 55% de capital de terceiros.

Estrutura de Capital da COPEL

	Consórcio Diamante	BA & H	COPEL realiz. em 31.12.00
Capital Próprio (Ke)	54,8%	45,0%	61,6%
Capital de Terceiros (Kd)	45,2%	55,0%	38,4%
T O T A L	100,0%	100,0%	100,0%

Observe-se que a "atribuição" de uma maior parcela de capital de terceiros afeta a Taxa de Desconto de duas maneiras: i) redução, devido ao menor custo do capital de terceiros; e ii) aumento, pelo incremento do "fator β " (vide informações a seguir).

Segundo a metodologia colocada, essa composição teórica daria uma certa "proteção" ao cálculo da Taxa de Desconto, no decorrer do horizonte de projeção, contra variações na estrutura de capital da empresa avaliada. Não vem ao caso, nesta ferramenta, se tais variações poderiam ser benéficas ou prejudiciais à empresa ou às projeções.

Pesquisa feita no mercado financeiro de São Paulo pelos autores do parecer constatou que **também é usual** utilizar-se uma composição de **30%** de capital próprio e **70%** de capital de terceiros o que indica que esta metodologia, não obstante seja considerada "consolidada" pelo mercado financeiro, possibilita enormes variações na eleição de seus parâmetros, com impacto direto no valor dos ativos avaliados.

Cabe ressaltar que uma estrutura típica de financiamento de companhias de serviços de utilidade pública, praticada nos EUA e no Japão, dentre outros países, compõe-se de 20% a 30% de capitais próprios e 70% a 80% de capitais de terceiros. Esta maior participação de capitais de terceiros implicaria em redução da taxa de desconto, aumentando o valor econômico mínimo da COPEL.

O Custo do Capital Próprio

Merece atenção a composição do **Custo de Capital Próprio** "Ke" que, segundo os Consultores, é definido a partir de:

- (a) uma **Taxa Livre de Risco** < Rf >;
- + (b) uma taxa ou **Prêmio de Risco de Mercado** < Rm – Rf >;
- + (c) um fator " **β** " de **Risco da Empresa** em Relação ao Mercado;
- + (d) o **Risco Brasil** < Rb >.

Custo de Capital Próprio: { Ke = Rf + β .(Rm – Rf) + Rb }

O “Risco Livre”

(a) A Taxa de Retorno do Investimento **Livre de Risco**, designada nos trabalhos dos Consultores como (“Rf”, risk free) constitui um patamar de “piso”, a partir do qual serão agregados os demais fatores, para se chegar à Taxa de Desconto que definirá o Valor de Avaliação da Empresa. É definida como a taxa considerada “sem risco” pelo investidor típico do mercado, tendo duração equivalente àquela dos fluxos de caixa que se pretende descontar. O mercado financeiro, para transações convencionais, adota para este “risco” a remuneração do “T-Bond” de 30 anos, dos EUA.

O trabalho do Consórcio Diamante, escolhido pelo Governo Estadual para fixar o Valor Econômico Mínimo da COPEL, utilizou a taxa de fechamento do dia 27/07/2001 que era de **5,5%**. No entanto, a avaliação do Consórcio BA&H adotou **3,44%** de uma média aritmética de junho/96 a maio/2001, descontada da inflação americana.

Observe-se que hoje essa taxa encontra-se em **2,5%** a qual, sendo considerada no cálculo da COPEL, implicaria em significativo aumento do seu preço mínimo. Estimou-se para cada 1,0% de redução deste “Risco Livre” um aumento do valor de avaliação da COPEL de cerca de **R\$ 500 milhões**.

O Risco de Mercado

(b) O Prêmio de **Risco de Mercado (“Rm”)** deve refletir a rentabilidade exigida por investidores para compensar o risco que estão assumindo ao investirem em ações. Este retorno adicional, é dado pela diferença entre a taxa de retorno esperada do portfólio de mercado (rentabilidade de bolsa de valores) e a taxa de retorno do ativo sem risco. “Prêmio de Risco” = “Risco Mercado” (-) “Risco Livre” { $R_m - R_f$ }.

O mercado financeiro, para transações convencionais, adota séries históricas verificadas nos mercados dos EUA, envolvendo esses parâmetros. O trabalho do Consórcio Diamante, escolhido pelo Governo Estadual para fixar o Valor Econômico Mínimo da COPEL, adotou uma análise realizada pela Ibbotson Associates para o período entre 1970 e 1999, que calculou este Prêmio de Risco do Mercado em **6,3%**.

Esse elevado “prêmio” engloba, por exemplo, o período dos anos 90, quando a excepcional valorização das bolsas americanas foi adjetivada como uma “demonstração da exuberância irracional” dos mercados. Essa qualificação foi feita por uma autoridade insuspeita: o presidente do FED (banco central dos EUA), Allan Greenspan, ainda no final de 1996, pelos preços que já haviam alcançado as ações, o que não impediu que elas continuassem se valorizando nos anos seguintes, até 1999.

Significativamente, **o ano de 2000**, que registrou um certo "ajuste" desses preços, ou seja uma queda das bolsas americanas, **foi excluído** do cálculo do "Prêmio de Risco" do Consórcio Diamante. Certamente não foi devido a problemas com a obtenção dessas informações, visto que o relatório do Consórcio Diamante é de 30/08/2001.

A própria avaliação dos Consultores BA&H considerou indicador diverso, **5,5%**, a partir de uma média aritmética de 72 anos (1928 a 2000). Em consulta a especialistas em avaliação de empresas do mercado financeiro de São Paulo, constatou-se um grau de volatilidade implícito nos resultados deste indicador, que se mostra muito sensível às variações de forma de cálculo ou de prazo da amostragem. Os cálculos consolidados dos analistas indicavam:

Cálculo do Risco de Mercado Mercado Financeiro de São Paulo

Histórical Period	"Stocks" (-)	"T-Bonds"
	Média Aritmética	Média Geométrica*
1928 – 2000	6,64%	5,59%
1962 - 2000	5,31%	4,52%
1990 – 2000	12,67%	8,91%

(*) A média geométrica é a mais adequada quando se trata de médias de taxas, porque seu cálculo resulta da computação de taxas compostas.

Pesquisa feita no mercado financeiro de São Paulo pelos autores do parecer concluiu como mais adequado o cálculo através da média geométrica e como mais representativo o período 1962 a 2000. Portanto o "Prêmio de Risco" deveria ser de **4,52%**.

A incorporação desta última taxa à avaliação da COPEL, ao invés dos 6,3% adotados pelo Consórcio Diamante, implicaria em redução da Taxa de Desconto e, portanto, em aumento do valor de avaliação da COPEL em aproximadamente **R\$600 milhões**.

O Fator Beta

(c) O Fator " **β** " é um indicador do **Risco da Empresa** em Relação ao Mercado. Sua aferição seria dada pela correlação (regressão linear) entre os retornos da ação da COPEL e os retornos do índice do mercado, durante um determinado período de tempo.

Todavia, os Consultores procederam a avaliações individualizadas para as diferentes áreas de negócio da COPEL, e não existem para essas futuras empresas ações negociadas no mercado, pois apenas as cotações da COPEL "inteira" (ou holding) são negociadas em bolsas. Por conseguinte,

os Consultores optaram por estimar o fator beta (“**b**”) de cada uma das empresas resultantes da COPEL tomando por base o beta médio de empresas, definidas por eles como comparáveis, a partir de uma amostra de empresas latino-americanas, americanas e européias do mesmo setor, com ações negociadas em bolsas de valores.

Foram adotados os seguintes “betas”:

	Consórcio Diamante	Consórcio BA&H
COPEL – G	0,65	1,126
COPEL – D	0,57	0,562
COPEL – T	0,51	0,283

Como o “beta” mede o risco sistemático de uma empresa, quanto maior o seu valor, maior o grau de risco dessa empresa. O maior valor de “beta” implicará em aumento da taxa de desconto e, portanto, na redução do Valor Econômico Mínimo.

Ressalte-se, nesse sentido, os elevados valores de “beta” para avaliar ativos de um serviço público essencial e relativamente perene. Cabe questionar, principalmente, o “beta” da COPEL Geradora. Trata-se de uma empresa que produz eletricidade, um produto escasso, em quantidades perfeitamente previsíveis e com preços cuja tendência consensual (inclusive dos Consultores) é de aumento. Uma classificação que coloque tal empresa como de alto risco merece ser questionada.

Em consulta ao site Damodaran Online (www.stern.nyu.edu/~adamodar) encontramos os seguintes valores para firmas atuando nos EUA:

Valores de “Beta” Para Concessionárias dos EUA

	Nº de Firms	Beta	Beta Alav.*
Electric Utility (Central, 32 Firms)	32	0,31	0,53
Electric Utility (East, 34 Firms)	34	0,40	0,58
Electric Utility (West, 20 Firms)	20	0,37	0,61

(*) O Beta Alavancado é deduzido do Beta “simples” (unlevered beta, ou beta não alavancado), e visa a qualificar os diferentes graus de alavancagem financeira (endividamento) das firmas. Na prática, o “alavancamento” implica em aumento dos valores de beta, tanto maiores quanto maior for o grau de endividamento da empresa.

Constata-se que os "betas" pesquisados (acima) são **todos** menores do que o menor beta da COPEL-G (adotado pelo Consórcio Diamante).

Pesquisa feita no mercado financeiro de São Paulo pelos autores do parecer, constatou que, com base nas negociações da COPEL no mercado brasileiro, os valores para a COPEL (integral) seriam: Beta = 0,40 e Beta Alavancado = 0,47.

Se este "beta" de 0,47 fosse adotado ao invés do 0,65 eleito pelo Consórcio Diamante, o valor da COPEL seria aumentado de aproximadamente **R\$ 600 milhões**.

O Risco de Mercado, multiplicado por "beta", dará o **Risco da Empresa**, ao qual serão somados o "Risco Livre" e o "Risco País". Essa cadeia de agregação de riscos parece ignorar que a COPEL, assim como a PETROBRÁS, para citar dois exemplos, são empresas que gozam de condições privilegiadas para acesso aos mercados financeiros, obtendo taxas muito semelhantes às obtidas pela União. Isso se dá porque, na ótica dos emprestadores, os riscos dessas empresas são semelhantes ao da União. Este modelo de avaliação utilizado pelos Consultores está, assim, "contaminando" a avaliação da COPEL com o Risco País.

Nesse sentido nos parece que, em condições peculiares, a exemplo da que se analisa para a COPEL, deveria ser questionada a soma dos dois riscos (Risco País + Risco Empresa), muito embora o mercado financeiro considere esta, também, uma metodologia consolidada.

O Risco País

(d) O "**Risco País**" representa um prêmio adicional exigido por investidores para aplicações em mercados emergentes. O mercado financeiro, para transações convencionais, calcula este "prêmio" com base na diferença de retorno ("spread") entre um título da dívida soberana do país em questão e o bônus do Tesouro americano de vencimento equivalente. O Consórcio Diamante adotou **7,0%** com base na média das taxas dos primeiros meses do ano 2001 e os Consultores BA&H consideraram 7,13%, considerando 60 meses (julho 1996 a junho 2001).

Mais uma vez trata-se de um indicador cujos critérios de apuração gozam de grande flexibilidade e cuja escolha final acaba se dando sob critérios pouco transparentes. Observe-se como exemplo o caso do BANESPA, cuja avaliação do preço mínimo sofreu sérias críticas devido a esta taxa de "Risco País". Além de seu alto valor, esta taxa foi alterada diversas vezes, quando das versões preliminares do relatório de avaliação, ficando na versão final **3,0% acima** da versão imediatamente anterior. A elevada taxa final, de 7,01%, foi extraída da média de um período de 36 meses (entre 1997 e 2000), durante o qual ocorreram diversas crises financeiras (Ásia/97, Rússia/98 e Brasil/99, entre outras).

Da mesma dimensão é a taxa utilizada para a COPEL, de 7,0%, extraída justamente de um período (ano 2001, o Consórcio Diamante não especifica os meses) no qual a perspectiva de crise atinge as principais economias do mundo, provocando enorme retração nos fluxos de capital. Esse período também caracteriza o agravamento de crônicos problemas político-econômicos em diversos países da América Latina, com destaque para a Argentina e o Brasil.

Esta elevada taxa estará punindo todo o futuro período de 30 anos de concessão (renováveis) para o qual é projetado o fluxo esperado de receitas da COPEL. Nenhum prolongamento desta delicada conjuntura preencheria um período tão longo. Nenhuma projeção oficial, nacional ou internacional, desenharia para todo este período um cenário tão pessimista. Observe-se que uma redução de 2,0% do Risco País representaria aproximadamente **R\$ 900 milhões** adicionais ao valor da COPEL.

Resumo das Alternativas de Cálculo Da Taxa de Desconto

Adotando-se todos os parâmetros alternativos à taxa de desconto calculada pelos Consultores, estimou-se que o Valor Econômico Mínimo da COPEL seria incrementado em cerca de **R\$ 3,6 bilhões**, conforme exposto a seguir:

	Consórcio Diamante	Pesquisadores da USP	Efeito sobre a Avaliação (R\$ milhões)
Risco Livre	5,5%	2,5%	R\$1.500
Risco de Mercado	6,3%	4,52%	R\$ 600
Fator Beta	0,65	0,47	R\$ 600
Risco País	7,0%	5,0%	R\$ 900

TOTAL ESTIMADO DE INCREMENTO DA AVALIAÇÃO R\$3.600

3. Sobre as Projeções do Fluxo de Caixa

A projeção das receitas da COPEL está claramente subestimada. O novo ambiente político está claramente a indicar mudanças nas normas e regulamentos, nas quais o Órgão Regulador crescentemente vem incorporando a tendência de **alinhamento dos preços com os custos marginais** de expansão do setor.

Custos das Usinas Hidroelétricas

A sinalização deste preços já foi registrada nos diversos Planos Decenais de Expansão do Setor Elétrico, que registram custos da ordem de US\$34 a US\$35 por MWh para os novos empreendimentos hidrelétricos. Esses custos, equivalentes a R\$95/MWh, estão cerca de 100% acima dos praticados no âmbito dos Contratos Iniciais. Estes contratos foram determinados pela ANEEL para regular as vendas entre Concessionárias Geradoras e Distribuidoras de eletricidade, no período de transição do setor elétrico para um modelo competitivo de mercado.

Segundo as regras fixadas pela ANEEL, os Contratos Iniciais começam a ser reduzidos em 01/01/2003, à razão de 25% ao ano, sendo zerados a partir de 01/01/2006, ou seja, todas estas quantidades contratadas estariam sendo livremente negociadas entre os agentes do mercado. Nestas condições, as tarifas passam a ser as combinadas entre as partes, todavia respeitando alguns limites, que o regulador normatizou através dos "Valores Normativos" ou "VNs", pela Resolução ANEEL nº 22/2001.

Os VNs limitam o valor da energia comprada a ser repassado aos **clientes cativos** e são atualizados conforme a variação da inflação interna medida pelo IGP-M. O menor VN fixado pela ANEEL, para "Fonte Competitiva", era de R\$75,96 ou **US\$38,69** por MWh. Esse valor atualizado é de cerca de **R\$81/MWh**.

Custos das Usinas Termoelétricas

No início de 2000 o Governo Federal lançou o PPT-Programa Prioritário das Termelétricas (Decreto nº 3371 de 24/02/00 e Portaria MME nº 43 de 25/02/00), configurando uma forte intervenção que desvirtuava um dos pressupostos da reforma do setor elétrico, de que os investimentos seriam realizados pelos agentes privados, dentro do livre jogo das forças do mercado.

A geração térmica a gás natural passou, assim, a receber toda a ênfase governamental. Esta opção energética, mesmo com todas as facilidades e subsídios governamentais, está consolidando uma estrutura de custos que indica custos da ordem de **US\$40,0/MWh**, equivalentes a **R\$110,0/MWh**.

A teoria que presidiu as reformas do setor elétrico pressupões que, com o mercado competitivo, os preços da eletricidade tenderão ao custo marginal, que será dado pelas últimas (atuais) opções energéticas, ou seja, as Usinas Termoelétricas. Portanto a opção "termoelétricas a gás" contemplou o mercado elétrico brasileiro com uma inédita e mal disfarçada pressão altista sobre as tarifas, que se dá também para a venda das geradoras. Caracteriza-se assim um negócio muito atrativo: a aquisição de empresas que produzem por cerca de R\$30/MWh um produto - essencial, estável e perene - que pode (com adequada "gestão" junto aos órgãos reguladores) ser vendido por cerca de R\$110/MWh.

Reconhecendo, embora em parte, a nova realidade dos custos da eletricidade, a ANEEL em julho/2001 regulamentou o "VN térmico", ou seja, os valores normativos para a energia proveniente das usinas termoelétricas. O repasse integral dos custos desta energia, para os clientes cativos, foi fixado em **R\$96,2/MWh**, a serem atualizados conforme a variação de três indicadores: Inflação interna (IGP-M), preços do combustível e variação cambial (US\$).

Cientes Não-Cativos

A partir das Leis de Concessões (Lei nº 8987/95 Lei nº 9074/95) foi rompida a característica de monopólio natural dos serviços de distribuição de energia elétrica, pois alguns consumidores (denominados Consumidores Livres – CL's) passaram a ter a prerrogativa de trocar de fornecedor, e assim, buscar melhores condições para suas compras de energia elétrica.

Nesta conformidade, os consumidores da faixa de potência acima de 3 MW e qualquer nível de tensão tornaram-se potencialmente livres a partir de 08.07.2000 (completados 5 anos da edição da Lei 9074/95).

Podem requerer a condição de "consumidores livres" os clientes que atualmente consomem energia elétrica com as seguintes características:

- a) tensão igual ou superior a 69 kV e potência acima de 10 MW;
- b) potência acima de 3 MW e tensão livre, desde que estejam sem contrato e desligados por um período superior a 12 meses, e novos consumidores;
- c) potência superior a 500 kW, desde que adquiram energia elétrica de origem hidráulica de PIE's e autoprodutores ou de PCH's (pequenas centrais hidrelétricas, com potência de até 30 MW).

A busca de clientes com essas características configura oportunidade de bons negócios, como a COPEL já demonstrou na conquista de grandes consumidores como Volkswagen e Carbocloro. Além disso, há uma forte demanda quanto a uma reestruturação tarifária, cujo principal foco é o aumento dos preços da eletricidade para grandes consumidores industriais ainda cativos das concessionárias. Por último, o Governo

Estadual concedeu reduções temporárias de tarifas para a atração de consumidores industriais, benefício que, findado, redundaria em elevação real destas tarifas. Em questionamento aos Consultores do Consórcio Diamante, constatou-se que estes efeitos não foram discretizados nas projeções de receitas, realizadas através de médias dos segmentos de consumidores.

Nossas simulações incorporaram os parâmetros assinalados para os preços da eletricidade de origem hidráulica e térmica e a reestruturação tarifária, e encontram-se detalhadas no Anexo 1. Constata-se para a COPEL-G um acréscimo do Valor Econômico Mínimo de cerca de **R\$500 milhões**.

Despesas Com Pessoal

A projeção das despesas com pessoal, realizada pelo Consórcio Diamante, pareceu superavaliada. Em questionamento aos Consultores do Consórcio, constatou-se que não foi considerado o PDV (Programa de Demissões Voluntárias) efetivamente realizado em 2001 e que resultou na redução de 223 empregados. Embora este programa venha se repetindo anualmente, os Consultores igualmente não consideraram a realização de PDV no ano de 2002. Em outubro de 2001 o efetivo reajuste dos salários foi de 7,0% e não 8,0% considerados pelos Consultores.

Nossas simulações incorporaram os parâmetros assinalados, e encontram-se detalhadas no Anexo 2, resultando em acréscimo do Valor Econômico Mínimo de cerca de **R\$400 milhões**.

Outras Questões Identificadas

A participação da COPEL na COMPAGÁS (51%) estará sendo alienada por **R\$14 milhões**, segundo o Consórcio Diamante, cuja avaliação foi adotada pelo Governo Estadual para fixar o valor econômico mínimo da COPEL. O potencial de crescimento da COMPAGÁS é exponencial e parece não estar adequadamente considerado nas projeções. Registre-se que a COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo foi alienada em 14/04/99 por R\$1.771 milhões (1 bilhão de dólares à época). Tratava-se, é certo, de uma empresa já implantada. Todavia, o Estado de São Paulo negociou, adicionalmente, 2 áreas a serem exploradas pelos serviços de gás, as quais não possuíam um único duto instalado: a concessão Noroeste do Estado foi vendida em 09/11/99 por R\$275 milhões e a concessão Sul do Estado foi vendida em 26/04/00 por R\$534 milhões.

A CPMF de 0,38%, que deveria ser provisória, foi considerada em todo o período de projeção. Indagados no dia 18/10/2001, os Consultores do Consórcio Diamante informaram que a desconsideração deste custo, a

partir de 2003, representaria um aumento do valor econômico mínimo da COPEL da ordem de **R\$76 milhões**.

4. Riscos Adicionais ao Negócio

O atual panorama internacional potencializa as incertezas vinculadas à ocorrência de crises financeiras recorrentes e às perspectivas de um processo recessivo nas principais economias do mundo. O alto grau de risco desta conjuntura ficou agravado após o atentado terrorista nos EUA e as perspectivas de guerra, colocando extraordinárias restrições aos fluxos de investimentos estrangeiros. Os fluxos de capitais encontram-se semi-paralisados, premidos pela busca da cautela. Ocorrendo no Brasil uma situação análoga, pode-se aventar sérias dúvidas sobre se as autoridades do Paraná em tal contexto venderiam suas propriedades pessoais.

A decisão de venda de uma propriedade pública tão relevante como a colocada, torna-se ainda menos adequada em face do atual modelo do setor elétrico, tão incompleto quanto questionável como os fatos estão a demonstrar. Este conflituoso modelo, na prática se torna mais um fator agregador de incertezas ao desenvolvimento dos negócios do setor elétrico, incertezas que se refletem em aumento das taxas de risco e, conseqüentemente, de subavaliação do preço da companhia.

Das salvaguardas incluídas nas justificativas da reforma do setor elétrico, o essencial não foi cumprido, ou o foi apenas parcialmente e de forma insatisfatória. A função reguladora e fiscalizatória seria exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica, a ANEEL, federal, criada em 1997 e regulamentada em 1998 e, por delegação desta, por uma agência reguladora estadual que, no caso do Paraná, ainda não foi criada. A atuação desta agência é fundamental. O Governo do Estado do Paraná ao vender seu maior patrimônio, estará colocando em mãos privadas (provavelmente estrangeiras) os destinos do desenvolvimento do Estado, e ainda não existem mecanismos claros, efetivos e democráticos, de fiscalização da atuação dos novos donos privados.

Face a tais incertezas, as hipóteses e pressupostos elencadas, que sustentam a avaliação da companhia, não passam de um exercício de ficção. O que se verifica é, em termos concretos, a construção de uma cadeia de agregação de riscos cujo efeito concreto e mais visível é o de depreciar os valores avaliados.

Como pode ser afirmado, em plena crise de oferta de energia elétrica, que uma companhia de geração de eletricidade configura um alto risco? Para um ativo que produz justamente aquilo que está escasso, em quantidades perfeitamente previsíveis e com preços cuja tendência

consensual (inclusive dos Consultores) é de aumento, sua classificação como de alto risco deve ser questionada.

Os fatos relevantes são os seguintes: a demanda de eletricidade estará em crescimento e os preços da energia com perspectiva de substancial valorização. A principal questão de qualquer empresário, “terei mercado para o meu produto?” é uma dúvida que não existe no caso da COPEL, que detém tecnologia estabilizada e mercado garantido. Portanto, seus riscos são minimizados. **Os riscos são artificialmente inflados** por um modelo que introduz transações e operações complexas.

Uma proposta preliminar, relativa aos compromissos com o fundo de previdência estadual, pode ilustrar uma forma criativa de reduzir os prejuízos públicos com a assunção dos riscos sistêmicos acima abordados.

A existência de um fundo previdenciário está intrinsecamente vinculada à obtenção de fluxos futuros de receita, remuneradas a taxas menos elevadas do que as exigidas pelo setor financeiro. Se a este fundo fosse diretamente atribuída uma parcela das receitas futuras da COPEL, evitar-se-ia o duplo deságio e seriam melhor avaliadas as receitas da COPEL (via menores taxas de desconto).

Considera-se que a COPEL representa uma geradora de caixa e que sua desestatização representa essencialmente a alienação de uma expectativa de geração futura de receitas. Essa geração futura de caixa será descontada a partir de uma taxa elevada – que embora normal para os padrões do mercado financeiro não é adequada para o que caso em trato – sendo que parcela dos recursos obtidos será destinada a cumprir compromissos do Estado do Paraná com o fundo de previdência.

Portanto uma proposta alternativa seria a destinação de parcela da expectativa de receitas da COPEL diretamente ao fundo de pensão, cujo objeto social está intrinsecamente vinculado à capacidade de obtenção de fluxos futuros de receita. A vantagem desta alternativa decorre de que os requisitos normais de um Fundo de Previdência conduzem a uma taxa de desconto, sabidamente, menos elevada do que as do setor financeiro e, portanto, um mesmo montante de débitos ou compromissos previdenciários estaria sendo quitado com uma menor parcela dos fluxos de receitas da COPEL.

Considerando-se que um fundo de previdência necessita de 6,0% anuais de remuneração, esta economia seria de cerca de **R\$ 1,8 bilhões**, pois um mesmo montante de compromissos previdenciários seria quitado com uma menor quantia de recursos. Ou seja, o mesmo resultado seria obtido com 51,55% dos recursos previstos, se vinculadas **diretamente ao fundo** as receitas futuras da COPEL. Essa proporção se repete, caso se verifique ágio no leilão, hipótese que parece pouco provável face à conjuntura.

Desta forma, o interesse público estaria sendo melhor atendido na forma de melhor avaliação (calculada em menores taxas de desconto) da capacidade de geração de caixa da COPEL.

5. Uma Alternativa de Avaliação

Pelo atual modelo de mercado do setor elétrico, que está em fase de revisão, poderá ocorrer uma volatilidade conjuntural e periódica dos preços da eletricidade, mormente nos preços do mercado atacadista de energia. Estes preços são os resultantes da produção de eletricidade em novas plantas, aumentados que são pela cadeia de agregação de custos (conexão, transporte, distribuição, tributos e contribuições) e por fatores negociais resultantes de poder de mercado e das condições da oferta de energia (excesso ou escassez).

O desenvolvimento do mercado de eletricidade padece das crônicas incertezas resultantes do novo modelo do setor elétrico, que está muito longe de consolidar uma solução estável e duradoura para que seja realizada a expansão dos serviços de eletricidade. A escassez é um dos fatores que pode resultar em ganhos excepcionais, para uma geradora como a COPEL-G, na venda de energia no mercado de curto prazo, todavia não pode ser quantificada pelo desconto de fluxos de caixa projetados.

A perspectiva de crise no abastecimento resultou na deflagração do Programa Emergencial Termoelétrico: 49 Usinas envolvendo investimentos de cerca de US\$ 10 bilhões. Destas, apenas as que contam com a participação da PETROBRÁS, ou seja uma estatal, estão sendo viabilizadas. O custo destas Usinas será superior ao dobro do custo de geração médio atual, superando os R\$110/MWh.

E, principalmente, com o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia estará aberto o espaço para que manobras de colusão entre empresas geradoras hidrelétricas e termelétricas "puxem" os preços médios de geração para o limite superior determinado pelas usinas termelétricas, a exemplo do que vem ocorrendo recentemente nos Estados Unidos e em outros países.

A permanência de grandes geradoras hidrelétricas sob controle direto do Estado, o que ainda pode ocorrer com Furnas, CHESF, CESP e COPEL pode ser o instrumento eficaz para impedir essas manobras altistas, para as quais os órgãos de regulação e fiscalização mostram-se completamente despreparados.

Se outra alternativa não houver do que vender a COPEL, sua avaliação deveria ser pautada em bases mais sólidas, dadas pela **atual tecnologia** embutida nos investimentos em geração, distribuição e transporte de energia, que traduzem o **real Valor Econômico** destes recursos para a sociedade. O "estado da arte" tecnológico, operacional e econômico verificado no setor elétrico é quem vai definir o custo das alternativas energéticas. E serão estes **custos das novas opções energéticas** que irão determinar os preços a serem praticados nesse mercado.

O ambiente de mercado será baseado em custos marginais. Esse impulso é tão concreto que levou à criação dos "**Contratos Iniciais**" - como instrumento de engessamento temporário das baixas tarifas então praticadas -, e à definição dos "**Valores Normativos**", para limitar o preço de repasse, aos consumidores cativos, dos custos da energia comprada. Nesse contexto, é previsível que: a) os custos superiores aos marginais serão repelidos pelos consumidores que exigem racionalidade econômica; e b) a estrutura dos contratos iniciais, impondo preços inferiores aos valores econômicos, poderá ser objeto de forte pressão política, em parte legítima, tendente a um maior alinhamento de todos os preços com a referência dada pelos custos marginais de geração.

Obras Em Construção e Licitação

Sinalização relevante sobre o valor econômico das usinas hidrelétricas pode ser obtido dos projetos atualmente em estudo, conforme registros da ANEEL "USINAS HIDRELÉTRICAS EM LICITAÇÃO E EM CONSTRUÇÃO", incluídos neste relatório como ANEXO 4. Este material corresponde a Informações Oficiais do Governo Federal, através do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (conforme constava de sua página na Internet: www.infraestruturabrasil.gov.br, em 16/10/2001).

O investimento médio dos 28 projetos assim relacionados situa-se em US\$1007/kW. Ressalte-se, todavia, que há diversos empreendimentos com investimento médio em torno de **US\$1500/kW** e estes é que deverão sinalizar a tendência de preços da eletricidade, do contrário não seriam viabilizados. Não é concebível a ocorrência de diferentes preços para a eletricidade, com o funcionamento do mercado competitivo. O que deve ocorrer é um alinhamento com os preços mais elevados resultando em diferentes margens de lucro.

Portanto o Valor Econômico das novas usinas hidrelétricas situa-se em torno de US\$1500/kW, se todos os prazos e condições dos investimentos forem adequadamente cumpridas. É importante frisar que não se

consegue mais construir hidrelétricas em locais favorecidos, com raras exceções. Isto se dá porque a lógica implicava em se utilizar, primeiramente, os sítios mais favoráveis (melhores topografia e localização, dentre outras vantagens), o que foi feito pelo setor elétrico.

A quase totalidade dos sítios mais favoráveis já foi explorada no Brasil. Isso representa um privilégio que deveria favorecer o custo da energia no país. Se a opção for a venda, o privilégio deve ser vendido pelo seu custo atual, o custo atual das novas opções energéticas equivalentes.

A partir do valor do investimento, pode-se calcular o custo da eletricidade a ser gerada, adicionando-se seu custo de operação e manutenção a um Fator de Recuperação do Capital. {Custo da Eletricidade = CO&M + FRC}. O Fator de Recuperação do Capital representa a necessidade de recebimentos anuais para o pagamento das amortizações e juros dos financiamentos tomados e da depreciação de máquinas e equipamentos. O FRC permite que, ao longo da vida útil do projeto, o investidor recupere o capital investido mais depreciação e juros à taxa pactuada. A partir desses critérios técnicos conhecidos conclui-se que, para um investimento médio de US\$1500/kW, o custo da eletricidade se situará entre **R\$100/MWh** e **R\$110/MWh** (considerando-se a taxa de desconto utilizada para a COPEL-G e dependendo dos custos de operação e manutenção).

Ressalte-se que estes custos marginais da geração hidrelétrica estão respaldados pelos custos das usinas termoeletricas, cujas obras em andamento estão a consolidar uma estrutura de custos da ordem de US\$40 a US\$45/MWh, equivalentes aos R\$110/MWh. Sinteticamente, em média o custo unitário das térmicas é de US\$25 (combustível) + US\$15 (custo do capital) + US\$5 (operação e manutenção).

Estes são os indicadores do real valor econômico atual da eletricidade gerada no país. Eles traduzem o quão valiosos são os ativos que produzem a eletricidade, independente de quaisquer valores contabilizados, pois o produto eletricidade é o mesmo, seja gerado em uma usina antiga ou numa nova. Portanto toda a capacidade produtiva de geração de eletricidade deve ser considerada sob este parâmetro: **cada kW instalado vale US\$1500, por conseguinte o Valor Econômico apenas da COPEL-G é de US\$6,8 bilhões** (Capacidade Instalada 4549 mil kW x 1500US\$/kW) **equivalentes a R\$16 bilhões**.

Descontadas as dívidas bancárias de R\$892 milhões (posição em 30/06/2001), resultam para a **COPEL-G: Valor Econômico Total R\$15,1 bilhões** e fração de 53% prevista para o **Leilão R\$8,0 bilhões**.

Os custos de instalações de transmissão (transporte) de eletricidade estão discriminados no Anexo 5, englobando os projetos atualmente em licitação e em construção. Este material corresponde a Informações Oficiais do Governo Federal, através do Ministério de Planejamento,

Orçamento e Gestão (conforme constava de sua página na Internet: www.infraestruturabrasil.gov.br, em 16/10/2001). É relevante constatar que a ANEEL está estruturando um banco de dados contendo o valor de reposição, em dólares, para as instalações de cada concessionária. O ofício ANEEL nº 560/1999, de 29/07/99, consignou o valor equivalente em dólares das Linhas de Transmissão de 2 concessionárias paulistas, CTEEP e EPTE (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista e Empresa Paulista de Transmissão de Energia).

Se for adequada a valorização das receitas decorrentes, os fluxos de caixa projetados deveriam refletir o valor econômico real dos ativos produtivos considerados. Portanto, sob mesmos parâmetros de custo de capital não deveria haver conflito metodológico, pois o desconto de fluxos de caixa deveria traduzir os reais valores econômicos das unidades de produção de eletricidade.

O que ocorre é a manipulação dos parâmetros de projeção, com o uso da desinformação que é facilitada pela artificialidade dos preços regulamentados pela ANEEL para os contratos iniciais. Destarte, a modelagem de venda da COPEL não é capaz de obter para o Estado recursos sequer próximos do valor econômico dos ativos, o qual irá beneficiar os eventuais novos controladores.

A estimativa do valor econômico dos ativos está escorada nas condições do real estágio tecnológico e operacional dos ativos produtivos pois estas referências é que, certamente, irão parametrizar a precificação futura da eletricidade.

O atual valor econômico dos ativos é o paradigma concreto que vai embasar tanto reguladores quanto investidores do setor. Esse paradigma é dado, no caso da geração de eletricidade, pelo custo dos últimos empreendimentos hidrelétricos e das usinas termelétricas abastecidas a gás natural. Estas opções indicam que **o custo da eletricidade se situará em torno de R\$110/MWh**, o que implica em preços, tanto para os ativos como para as receitas geradas, em patamares muito superiores aos considerados pelos Consultores.

6. Conclusões e Recomendações

Não é hora de vender a COPEL. O desenvolvimento do mercado de eletricidade padece das crônicas incertezas resultantes do novo modelo do setor elétrico, que está muito longe de consolidar uma solução estável e duradoura para que seja realizada a expansão dos serviços de eletricidade.

O modelo construído para o setor elétrico não se sustenta, pois contém o gérmen da explosão. O previsível realinhamento dos preços, na proximidade dos custos marginais, impacta profundamente o valor econômico das geradoras, pelo aumento das receitas. Pareceria mais razoável, neste contexto, reconhecer tal fato e revisar o modelo para possibilitar a apropriação de pelo menos parte destes ganhos na alienação das empresas geradoras.

O novo ambiente de mercado somente será sustentável se baseado em custos marginais. Esse impulso é tão concreto que levou à criação dos chamados "Contratos Iniciais", como instrumento de engessamento temporário das baixas tarifas então praticadas, e ao estabelecimento dos valores normativos, para limitar o preço de repasse, aos consumidores cativos, dos custos da energia comprada.

Com o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia estará aberto o espaço para que manobras de colusão entre empresas geradoras hidrelétricas e termelétricas "puxem" os preços médios de geração para o limite superior determinado pelas usinas termelétricas, a exemplo do que vem ocorrendo recentemente nos Estados Unidos e em outros países.

A permanência de grandes geradoras hidrelétricas sob controle direto do Estado, o que ainda pode ocorrer com Furnas, CHESF e COPEL pode ser o instrumento eficaz para impedir essas manobras altistas, para as quais os órgãos de regulação e fiscalização mostram-se completamente despreparados.

A metodologia utilizada para a avaliação da COPEL, não obstante seja considerada "consolidada" pelo mercado financeiro, possibilita enormes variações na eleição de seus parâmetros, com impacto direto no valor dos ativos avaliados. O que se verifica, na prática, é um processo eivado de contradições e de deságios contra o interesse público, norteados pela opção por parâmetros que sistematicamente favorecem ao mercado financeiro.

O atual panorama internacional potencializa as incertezas e riscos, agravados após o atentado terrorista nos EUA e as perspectivas de guerra, colocando extraordinárias restrições aos fluxos de investimentos estrangeiros. Ocorrendo no Brasil uma situação análoga, pode-se aventar

sérias dúvidas sobre se as autoridades do Paraná em tal contexto venderiam suas propriedades pessoais.

Se outra alternativa não houver do que o leilão, que essa alienação seja feita pelo preço real e justo, com valor mínimo determinado com base em avaliação que aponte o real valor econômico empresas, e após dirimidas todas as inconsistências existentes acerca do uso múltiplo das águas, do aumento da oferta de energia elétrica, do uso das áreas marginais às usinas hidrelétricas, dentre outras.

Tais questões não receberam, na metodologia de privatização, o tratamento que mereciam, pois apresentando grande importância e reflexo na sociedade, devem ser objeto de legislação tecnicamente adequada, não podendo ser equacionadas através de sucintos itens inclusos no Edital de alienação da empresa em minutos de contrato de concessão de uso de bem público.

Os recursos arrecadados nas privatizações não foram investidos em Saúde, Educação, Segurança, Programas Sociais; criou-se um nó externo: os investimentos externos concentraram-se em setores que não exportam, apenas remetem, lucros e dividendos; e acentuou-se a desnacionalização da economia, em particular na indústria de equipamentos para o setor de energia elétrica.

As brechas abertas pela legislação levam a perdas não mensuráveis, especialmente nas questões fiscais e tributárias. Segundo o próprio Secretario Nacional da Receita Federal "as brechas da lei permitem grandes evasões", e portanto é evidente que o Estado deveria impedir que manobras "legais" mas imorais e lesivas possam ser adotadas. Especialmente quanto ao Imposto de Renda, tem ocorrido um fenômeno caracterizado como elisão fiscal, pelo não recolhimento de tributos, decorrente da incorporação nas empresas do ágio pago nos leilões de privatização, ou pela reavaliação dos ativos adquiridos.

A Constituição Federal define o Serviço Público de fornecimento de energia elétrica como responsabilidade do Estado, com o objetivo de garantir aos cidadãos o consumo do serviço prestado em condições adequadas de qualidade, quantidade e preços.

O serviço de energia elétrica é essencial ao desenvolvimento do país, com a universalização do fornecimento e acesso igualitário, sem nenhuma forma de discriminação decorrente de posição social ou econômica, para que a democracia seja efetiva.

É ainda possível obter recursos para o tesouro do estado a curto prazo sem alienar o controle da COPEL, e sem perder o seu valor estratégico, como instrumento de desenvolvimento regional pelo desenvolvimento da biomassa e dos usos múltiplos das águas, e de preservação ambiental.

Isto pode ser feito de inúmeras maneiras, dentre entre outras: (a) vinculação de parte das remunerações da COPEL ao fundo previdenciário; (b) securitização de recebíveis; (c) venda em bolsa das ações excedentes ao controle; (d) subscrição de novas ações ("chamadas" de capital); (e) venda de alguma(s) das participações da COPEL em outras companhias e/ou em novas usinas; ou (f) atração de uma parceria qualificada de empresa do ramo, sem cessão do controle.

O que não é viável é chegar às últimas conseqüências de uma reestruturação que só favorecerá os interesses das empresas privadas de geração já instaladas e a vir instalar-se no Brasil, e dos grupos financeiros detentores de títulos da dívida pública, em detrimento do patrimônio público e do interesse dos consumidores de energia elétrica, atuais e futuros.

Prof. Dr. Ildo Luís Sauer
Engenheiro, Mestre em Planejamento Energético
PhD MIT Professor do Programa Interunidades
De Pós-Graduação em Energia da
USP - Universidade de São Paulo
CREA RS 29.570-D

Adm. José Paulo Vieira
Doutorando em Energia do
Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da
USP - Universidade de São Paulo
CRA 27.076

Anexo 1
PROJEÇÃO DAS RECEITAS DA COPEL
Memória de Cálculo

COPEL - G	2001	2002	2003	2004	2005
Energia Assegurada	1998	2071	2420	2505	2505
. COPEL-D	1822	1822	1366,5	911	455,5
. CELESC	16	16	12	8	4
. ANDE/COPEL-D	41	41	30,75	20,5	10,25
. OPP	22	22	22	22	22
. Negociação Livre	97	170	988,75	1543,5	2013,25
	1,063003882				
Tarifas			1,045	1,04	
. COPEL-D	49,81	52,30	54,66	56,84	59,12
. CELESC	37,19	39,05	40,80	42,44	44,13
. ANDE	49,81	52,30	54,66	56,84	59,12
. OPP	58,39	61,39	64,38	67,25	70,03
. Negociação Livre	76,70	88,00	91,96	95,64	99,46
	1,060124395	1,147327			
R E C E I T A S (R\$mil)	894.581	1.001.943	1.482.204	1.777.765	2.010.393
. COPEL-D	795.051	834.804	654.278	454.875	235.889
. CELESC	5.212	5.473	4.289	2.982	1.546
. ANDE	17.891	18.785	14.723	10.236	5.308
. OPP	11.253	11.831	12.407	12.996	13.496
. Negociação Livre	65.174	131.050	796.507	1.296.675	1.754.153

Anexo 2
CÁLCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO
Free Cash Flow
Memória de Cálculo B A & H

	COPEL-G	COPEL-D	COPEL-T	G + T + D	
V.P.L. R\$mil	R\$5.788.233	R\$2.929.967	R\$1.853.726	R\$10.571.927	
V.P.L. R\$mil	R\$5.996.008	R\$3.022.621	R\$1.909.613	R\$10.928.242	
WACC	11,16%	9,79%	9,32%		Investimentos
EBITDA/ano					COPEL-D
2002	429436	176953	138815		178822
2003	606470	223045	153493		111978
2004	601804	242618	174166		117576
2005	654670	279102	190288		123455
2006	711186	297148	198180		129628
2007	714809	317928	197727		135873
2008	715618	330682	197251		142490
2009	716368	343683	196751		149502
2010	717060	356927	196227		156934
2011	717060	356927	196227		156934
2012	717060	356927	196227		156934

Anexo 3

PROJEÇÃO DAS DESPESAS COM PESSOAL DA COPEL
Memória de Cálculo

Data	Nº de Empreg.		2001	Nº de	2002	Nº de	2003	Nº de	2004	Nº de	2005
			R\$/mil/trim.	Empregados	R\$/mil/trim.	Empregados	R\$/mil/trim.	Empregados	R\$/mil/trim.	Empregados	R\$/mil/trim.
30/Dez	6148										
30/Mar	6087	1o trim	87419	5800	66414,9	5450	62407,1	5150	58971,85	4850	55536,6
30/Jun	6003	2o trim	89618	5600	64124,73	5300	60689,48	5000	57254,22	4700	53818,97
30/Jul	5925	pdv	20811	5600	64124,73	5300	60689,48	5000	57254,22	4700	53818,97
Rescisões em 2001	0,0960194	mdo Inv.	16999	5600	74384,69	5300	70399,79	5000	66414,9	4700	62430
223	93,32287		69613,5	Rescisões	10432,5		9630		9630		9630

Anexo 4

USINAS HIDRELÉTRICAS EM LICITAÇÃO E EM CONSTRUÇÃO

INFORMAÇÕES OFICIAIS DO GOVERNO FEDERAL

Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (2000)

www.infraestruturabrasil.gov.br , em 16/10/2001

USINA HIDRELÉTRICA (localização/estados)	Data prevista para operação	Potência (MW)	Investimentos US\$ milhões	Investimento Unitário US\$/kW
AIMORES – MG	11/Mar	150	214,16	1.427,73
BARRA GRANDE – SC/RS	02/Mai	690	884,4	1.281,74
CAMPOS NOVOS – SC	04/Mai	880	515	585,23
CAPIM BRANCO I – MG	04/Jul	240	403	1.679,17
CAPIM BRANCO - II	08/Jul	210	420	2.000,00
CEBOLAO – PR		156	114	730,77
DONA FRANCISCA – RS	05/Jan	125	122	976,00
FUNIL GRANDE – MG		180	192	1.066,67
FUNIL RIBEIRA – SP	04/Jun	150	236	1.573,33
GARABI (BRASIL/RS-	S/D	1500	1366	910,67
IRAPE – MG	Mar/04	360	423	1.175,00
JATAIZINHO-PR	S/D	156	116	743,59
MAUA-PR	11/Mai	388	232	597,94
PILAR-MG	S/D	150	137	913,33
PIRAJU-SP	2002	70	103	1.471,43
SALTO PILAO – SC	2009	142	143	1.007,04
SÃO JERONIMO-PR	2007	331	170	513,60
TELEMACO BORBA-PR	S/D	112	129	1.151,79
TIJUCO ALTO – PR/SP	S/D	144	110	763,89
BOCAINA – GO/MG	04/Ago	150	285	1.900,00
ESTREITO – MA/TO	S/D	1200	1212,8	1.010,67
PEIXE ANGELICAL – TO	10/Jul	450	620	1.377,78
BELO MONTE – PA	10/Set	11.000	5.052,80	459,35
SERRA DO FACAO – GO	10/Jul	220	188	854,55
SERRA QUEBRADA –	09/Jul	1328	1035	779,37
TUPIRATINS		1000	1164	1.164,00
ITAPEBI – BA	01/Mar	450	403	895,56
SACOS – BA	12/Mai	114	237	2.078,95
GUAPORE – MT	12/Jan	120	75	625,00
T O T A L *		11.166	11.249	1.007,47

(*) Exceto Usina Belo Monte

Anexo 5

**LINHAS DE TRANSMISSÃO EM LICITAÇÃO E EM
CONSTRUÇÃO**
INFORMAÇÕES OFICIAIS DO GOVERNO FEDERAL
Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (2000)
www.infraestruturabrasil.gov.br , em 16/10/2001

Trechos das LINHAS de TRANSMISSÃO	Tensão (kV)	Distância (Km)	Investimentos US\$ milhões	Investimento Unitário US\$mil /Km
BATEIAS - IVAIPORA/PR	230	372	57,8	155,38
SÃO PAULO - CURITIBA	500	350	54,7	156,29
GARABI/RS - ITA/RS	550	360	56,3	156,39
ITAIPU/PR - TIJUCO PRETO/SP	750	910	108	118,68
NORTE - SUL	500		293,4	nd
SERRA DA MESA/GO-LAPA/BA-GOV.MANGABEIRA/BA	550	1050	138,8	132,19
TUCURUI/PA - VILA DO CONDE/PA	500	329	51,5	156,53
TUCURUI/PA - PRES.DUTRA/MA	500		306	nd
Média LT 230 kV				155,38
Média LT 500 kV ou mais				136,48

Anexo 6

PRIVATIZAÇÕES REALIZADAS EM SÃO PAULO

Privatizações	Data	Valor R\$ milhões
Empresas originadas da CESP		
. ELEKTRO	16.07.98	1.572
. Cia Geração Tietê	27.10.99	1.008
. Cia Geração Paranapanema	28.07.99	1.302
. Cia Transmissão (CTEEP)	Np	0
. CESP remanescente (Paraná)	Np	0
. Participações minoritárias CPFL- ELEKTRO		716
Empresas Originadas da ELETROPAULO		
. Eletropaulo Metropolitana	15.04.98	2.027
. Cia Bandeirante	17.09.98	1.015
. Cia Transmissão (EPTE)	Np	0
. Cia Geração e Águas (EMAE)	Np	0
CPFL	05.11.97	3.538
Empresas Concessionárias de Gás		
. COMGÁS	14.04.99	1.771
. Concessão Noroeste do Estado	09.11.99	275
. Concessão Sul do Estado	26.04.00	534

Anexo 7

MEMÓRIA DE CÁLCULO DA TAXA DE DESCONTO

PROJEÇÕES CONSULTORES

WACC = (E%) . Re + (D%) . Rd . (1 - t)				
	Ke	Kd	IR	WACC
COPEL-G	16,60%	0,109	0,34	12,35%
COPEL-D	16,09%	0,109	0,34	12,16%
COPEL-T	15,71%	0,109	0,34	12,08%

CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO = Rf + B . (Rm - Rf)					
	Rf	0,055	Bméd0,785	Rm	0,063
	C K Pp	Risco BR	CKPp		
COPEL-G	9,60%	7,00%	16,60%		
COPEL-D	9,09%	7,00%	16,09%		
COPEL-T	8,71%	7,00%	15,71%		

BETA ALAVANCADO				
	Beta	% Ke	IR	Beta Alav.
G	0,65	0,548	0,34	0,65
D	0,57	0,558	0,34	0,57
T	0,51	0,573	0,34	0,51
Total				0

BETA ALAV. C/ DÍVIDA REAL da COPEL-G				
	Beta	% Ke	IR	Beta Alav.
G	0,603	0,3843695	0,289	0,87068
D	0,3	0,3843695	0,286	0,433736
T	0,15	0,3843695	0,275	0,217898
Total	0,42	0,45	0,287	0,786007

	Txs/Risco	Beta	Premio R	RiscoBR
G	3,44	1,126	8,96	7,13
T	3,44	0,562	8,96	7,13
D	3,44	0,283	8,96	7,13