

A EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA PELA RACIONALIDADE DO
MERCADO COMPETITIVO E A PROMESSA DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Marco Antonio de Paiva Delgado

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS
DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO
DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO
ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, D. Sc.

Prof. Luiz Fernando Lourenço Legey, Ph. D.

Prof. Carlos Alberto Nunes Cosenza, D. Sc.

Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph. D.

Darc Antônio da Luz Costa, D. Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph. D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2003

DELGADO, MARCO ANTONIO DE PAIVA

A Expansão da Oferta de Energia Elétrica pela Racionalidade do Mercado Competitivo e a Promessa da Modicidade Tarifária [Rio de Janeiro] 2003

VIII, 293 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D. Sc., Planejamento Energético, 2003)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Tarifas de Energia Elétrica
2. Mercado de Energia Elétrica

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais Joaquim e Elza pelo carinho e dedicação que recebi enquanto estivemos juntos nesta vida; ao meu irmão Márcio pelas inspirações provocadoras do debate; à minha esposa Alice pelo amor e compreensão que me fortaleceram durante os momentos difíceis desta jornada; e ao nosso querido filho João Gabriel, nossa luz e nossa esperança em um mundo melhor...

Agradeço a Deus pela inspiração da vida; ao meu orientador, que me conduz desde o mestrado, por acreditar que eu poderia terminar esta jornada, mesmo sem dedicação exclusiva; aos ilustríssimos colegas Roberto D'Araújo e Luiz Augusto Barroso pelas críticas e colaborações efetuadas; ao meu amigo, Fausto Menezes pelo estímulo e apoio na execução deste trabalho; e, por fim, ao cidadão brasileiro que se dispõe a ser o principal patrocinador da pesquisa nacional. Para estes, principalmente para os que não tiveram acesso à educação pública de qualidade, assumo uma dívida que tentarei resgatar no decorrer de minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/URFJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D. Sc.)

A EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA PELA RACIONALIDADE DO MERCADO COMPETITIVO E A PROMESSA DA MODICIDADE TARIFÁRIA

Marco Antonio de Paiva Delgado

Fevereiro/2003

Orientador: Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

A questão motivadora desta tese surgiu a partir da última reforma institucional pela qual passou o Setor Elétrico Brasileiro que preconizava a expansão dos sistemas em quantidade e qualidade satisfatórias e a preços justos à sociedade. O objetivo foi verificar, internalizando-se riscos e incertezas, se a tendência de expansão pela ótica mercado poderia garantir a modicidade tarifária aos consumidores. No plano teórico, mostrou-se os motivos pelos quais o conceito de mercado competitivo, sob uma análise normativa histórico-estrutural, não sustenta a *proxy* de preços módicos aos consumidores. Além disso, procurou-se justificar que, sob a ótica de planejamento sistêmico, é possível conciliar os interesses privados com os anseios da sociedade. No plano experimental, demonstrou-se que, durante o processo de reformulação institucional, era factível vislumbrar que a opção de expansão da oferta de energia elétrica era incompatível com a hipótese de preços módicos aos consumidores. Por fim, com o intuito de quantificar os prováveis efeitos desta opção sobre os consumidores, estimou-se, dentre os prováveis ganhos de produtividade obtidos por um grupo de concessionárias de distribuição, a parcela que poderá ser capturada pelos custos adicionais desta opção de expansão, ao invés de ser integralmente apropriada pelos consumidores, conforme previsto nos processos de revisões tarifárias.

Abstract of Thesis presented to COPPE/URFJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D. Sc.)

THE EXPANSION OF ELECTRICAL POWER AVAILABILITY BY THE RATIONALITY
OF THE COMPETITIVE MARKET AND THE PROMISE OF TARIFF MODERATENESS

Marco Antonio de Paiva Delgado

February/2003

Advisor: Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

The issue that motivated this thesis arose from the last institutional reform Brazil's Electrical Sector underwent, which commended the expansion of the systems in satisfactory quantities and quality, and at prices fair to society. The objective was to verify, internalizing risks and uncertainties, if the trend to expand from the market point of view could guarantee the moderateness consumers tariffs. On a theoretical level, it was demonstrated why the concept of a competitive market, through a historical-structural normative analysis, does not sustain the *proxy* of moderate consumer prices. Furthermore, there was an attempt to justify that, from the point of view of systemic planning, it is possible to conciliate private interests with society's concerns. On an experimental level, it was shown that, during the process of institutional reformulation, it was feasible to surmise that the option to expand the offer of electrical power was incompatible with the hypothesis of moderate consumer prices. And lastly, in the aim of quantifying the probable effects of this option on consumers, the portion that could be captured by this expansion option's additional costs was estimated, among the probable gains in productivity achieved by a group of distribution concession holders, instead of being fully appropriated by consumers, as contemplated in the tariff review procedures.

ÍNDICE

I	INTRODUÇÃO.....	9
	PARTE I – PLANO TEÓRICO	14
II	O MERCADO ENTRE O CÉU E O INFERNO	17
2.1	OS PRIMÓRDIOS DO MERCADO: PREÇO JUSTO VERSUS PREÇO DE MERCADO	17
2.2	REVISÃO DOS CONCEITOS MICROECONÔMICOS	19
2.3	AS TENDÊNCIAS CÍCLICAS.....	28
2.3.1	<i>Contexto: Um breve resumo dos “Ciclos Sistêmicos de Acumulação”.....</i>	<i>28</i>
2.3.2	<i>Do mercado competitivo ou “anárquico” ao planejamento capitalista ou “conluio”</i>	<i>32</i>
2.3.3	<i>Tendências cíclicas e sistemas econômicos sob a ótica do caos.....</i>	<i>34</i>
2.4	UMA CRÍTICA ÉTICA AOS DOGMAS DO MERCADO E À OPÇÃO RACIONAL COLETIVA.....	39
2.4.1	<i>A observação normativa sobre as tentações do mercado.....</i>	<i>39</i>
2.4.2	<i>Opção pela racionalidade coletiva</i>	<i>45</i>
2.4.3	<i>A Racionalidade “Coletiva” Implementada no Brasil.....</i>	<i>51</i>
2.4.4	<i>As Tendências Cíclicas Vislumbradas sob o Novo Modelo do Setor Elétrico.....</i>	<i>54</i>
	PARTE II – PLANO EXPERIMENTAL	61
III	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: SUA ESTRUTURAÇÃO, SUAS FASES E TENDÊNCIAS FUTURAS SOBRE A RECENTE REFORMA INSTITUCIONAL.....	65
3.1	A LEMBRANÇA	65
3.1.1	<i>A Formação (1ª fase).....</i>	<i>65</i>
3.1.2	<i>A Embrionária Política Nacional de Energia Elétrica (2ª fase).....</i>	<i>67</i>
3.1.3	<i>O Estado Empreendedor (3ª fase).....</i>	<i>69</i>
3.2	A CONJECTURA	77
3.2.1	<i>A Eficiência Econômica pelas Condições de Mercado (4ª fase).....</i>	<i>77</i>
3.2.2	<i>Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro</i>	<i>82</i>
IV	PLANEJAMENTO PRIVADO VERSUS PLANEJAMENTO SISTÊMICO	101
4.1	QUESTÕES QUALITATIVAS.....	102
4.1.1	<i>Características de Atratividade pela Ótica Privada.....</i>	<i>102</i>
4.1.2	<i>Ótica de Planejamento Sistêmico.....</i>	<i>105</i>
4.2	IMPACTOS QUANTITATIVOS.....	113
4.2.1	<i>Formação do Custo da Geração de Energia Elétrica</i>	<i>113</i>
4.2.2	<i>Determinação dos Preços de Geração de Energia Elétrica</i>	<i>121</i>
4.2.3	<i>CENÁRIOS PROSPECTIVOS: uma ferramenta de mitigação de incertezas</i>	<i>124</i>
V	IMPACTOS TARIFÁRIOS DA OPÇÃO TECNOLÓGICA DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA	147

5.1	REGULAÇÃO ECONÔMICA POR INCENTIVOS.....	147
5.1.1	<i>Conceito, Objetivos e Instrumentos de Regulação Econômica</i>	<i>148</i>
5.1.2	<i>A Qualificação dos Componentes da Revisão Tarifária Periódica.....</i>	<i>161</i>
5.2	MODELAGEM DE APLICAÇÃO	168
5.2.1	<i>Considerações Gerais.....</i>	<i>168</i>
5.2.2	<i>Base de Remuneração.....</i>	<i>169</i>
5.2.3	<i>Taxa de Remuneração.....</i>	<i>171</i>
5.2.4	<i>Receitas e Despesas.....</i>	<i>174</i>
5.3	RESULTADOS E ANÁLISES.....	176
5.3.1	<i>Resultados das Simulações.....</i>	<i>176</i>
5.3.2	<i>Análises dos Resultados.....</i>	<i>177</i>
VI	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	181
6.1	ANÁLISE DEDUTIVA - PLANO TEÓRICO	182
6.2	ANÁLISE INDUTIVA - PLANO EXPERIMENTAL.....	186
6.3	CONCATENAÇÃO E CONSOLIDAÇÃO DAS ANÁLISES.....	188
VII	BIBLIOGRAFIA BÁSICA	192
ANEXO I - OBSERVAÇÕES SOBRE A METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO		203
ANEXO II - A LÓGICA DOS CENÁRIOS PROSPECTIVOS.....		214
II.1	CENÁRIO DA GEOPOLÍTICA DO PETRÓLEO.....	214
II.1.1	<i>Um Breve Relato da História e Geopolítica do Petróleo</i>	<i>214</i>
II.1.2	<i>A recente história do petróleo “traduzida” sob a luz das tendências cíclicas.....</i>	<i>229</i>
II.2	CENÁRIO DE RESTRIÇÕES AMBIENTAIS.....	233
II.2.1	<i>A Ciência.....</i>	<i>233</i>
II.2.2	<i>Política de Mitigação</i>	<i>240</i>
II.2.3	<i>Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL.....</i>	<i>245</i>
II.2.4	<i>Internalização dos Custos Ambientais das UTE sob a Ótica do MDL</i>	<i>248</i>
ANEXO III - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA.....		254
ANEXO IV -BASE DE DADOS CONTÁBEIS DAS CONCESSIONÁRIAS SELECIONADAS.....		290
ANEXO V - RESPOSTAS DA ANEEL RELATIVAS AS SOLICITAÇÕES PARA ACESSAR AS INFORMAÇÕES DA PRESTAÇÃO ANUAL DE CONTAS DO SETOR ELÉTRICO		291
ANEXO VI - CRITÉRIO DE ATUALIZAÇÃO DAS COMPONENTES DA BASE DE REMUNERAÇÃO E SIMULAÇÕES DO PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA USO CAP. V		

I INTRODUÇÃO

O modelo de desenvolvimento econômico que vem sendo implementado no atual contexto, nacional e internacional, baseia-se na concepção de que o Estado não é mais o que executa diretamente as ações empreendedoras. O novo arcabouço preconiza o término do ciclo do "Estado Empreendedor" e almeja o Estado que cria condições - através de legislação adequada e agências reguladoras fortes - para que estes serviços e ações sejam desempenhados de forma satisfatória por agentes privados, ou seja, opta-se pelo "Estado Regulador".

O Setor Elétrico Brasileiro, juntamente com outros setores da economia, passa por uma profunda reforma institucional consoante com a atual política econômica. Os dois principais aspectos são: a *transferência* das atividades de expansão do setor das "mãos" do Estado para a iniciativa privada, através dos processos de privatização; e a *instituição de práticas competitivas*¹ nos setores de geração e de comercialização da energia elétrica, com o objetivo de incentivar a expansão da produção, bem como a redução dos preços da energia elétrica aos usuários finais, isto é, a modicidade tarifária.

Observa-se que, neste novo ambiente do setor elétrico brasileiro, as tarifas de energia elétrica não poderão - como fôra no passado - servir como instrumentos de políticas governamentais de contenção inflacionária, tendo que refletir os reais custos de produção, transmissão e distribuição. Assim, serão baseadas nos custos marginais

¹ Como consequência, os consumidores ou usuários finais da energia elétrica poderão - conforme a permissão da regulamentação específica - escolher os respectivos produtores e fornecedores de eletricidade, inclusive a própria concessionária de distribuição local. Os consumidores que se enquadram na legislação são intitulados como "consumidores livres" (BRASIL, 1995).

de expansão dos sistemas elétricos e deverão remunerar, adequadamente, os ativos investidos e os respectivos custos operacionais.

O preço da energia elétrica diferirá entre as várias regiões, conforme a disponibilidade de suas fontes e as restrições físicas para seu transporte. Tal sinalização tarifária locacional poderá - pelo menos em tese - induzir o crescimento da base industrial energointensiva em regiões com excedente de geração elétrica e viabilizar projetos de autoprodução noutras regiões com elevada restrição de oferta.

A concorrência na geração, ou seja, a expansão do sistema de produção de energia sob a ótica de mercado se realizará preponderantemente pela análise individual da atratividade dos empreendimentos, enquanto o planejamento otimizado da expansão e operação não será necessariamente observado. O planejamento indicativo - proposto nos estudos sobre a reforma do setor elétrico brasileiro (COOPERS & LYBRAND, 1997) - pode ser encarado, em última análise, como um "cardápio" de projetos de geração de energia elétrica.

Neste ambiente, observa-se a tendência de mudança da matriz de geração de energia elétrica brasileira. Segundo dados da Eletrobrás (1998 e 2000) - quanto ao plano de expansão da geração elétrica, a participação da geração termoelétrica deverá alcançar o índice de 14% ao final do horizonte de planejamento decenal. Tal tendência é, em grande parte, explicada pela maior disponibilidade de gás natural no mercado brasileiro e pelo aprimoramento tecnológico das centrais térmicas de ciclo combinado. Além disso, se comparadas com as usinas hidroelétricas, as de ciclo combinado têm menor tempo de maturação dos projetos e menor aporte de capital. Em última análise, apresentam condições atrativas ao investimento privado.

Nesta lógica, as usinas hidroelétricas poderiam ser subjugadas, em curto prazo, pelas usinas termoeleétricas de ciclo combinado². Contudo, cabe ressaltar que, sob a ótica privada, a atratividade de investimento não internaliza necessariamente questões macroeconômicas, ambientais, estratégicas, entre outras de médio e longo prazo. Por exemplo, o Brasil não dispõe de um parque industrial que possa atender à demanda de centrais térmicas de ciclo combinado, o que implicará em uma taxa de importação elevada. (FERNANDEZ e CECCHI, 1998)

Sob o ponto de vista ambiental, as termoeleétricas de ciclo combinado apresentam vantagens sobre as hidroelétricas na esfera local, contudo nota-se o inverso no âmbito global, pois, mesmo com a utilização do gás natural, aquelas são grandes emissoras de dióxido de carbônico (CO₂) - principal gás estufa, proveniente de ações antropogênicas, causador do aquecimento global. Assim, pode-se afirmar, sob esta ótica³, que, diferentemente de outros países - como o caso da Noruega (ROSA, TOLMASQUIM e PIRES, 1998), o Brasil opta por “sujar” sua matriz energética. Nota-se que, além das questões éticas e morais inclusas, a internalização do custo social e ambiental destas emissões poderá incrementar os custos desta tecnologia, em médio prazo.

Independentemente destas restrições pontuais, não está “claro” se a ótica do mercado competitivo na oferta de energia, em substituição à ótica do modelo planejado é, como justificado nas bases da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro, a opção

² Até o ano de 1998 - após a homologação da Lei das Concessões (n. 8.987/95) e da Lei do Produtor Independente de Eletricidade (n. 9.074/95) - o órgão regulador licitou a concessão de 15 aproveitamentos hidroelétricos. Dentre estes, nove, equivalentes a 275,3 MW, não tiveram êxito no processo (licitações desertas ou suspensas). (ELETROBRAS, 1998)

³ Cabe salientar que as centrais termoeleétricas a gás natural são apresentadas, também, como uma opção contra o aquecimento global. Todavia, deve-se observar o fator relativo. Países nos quais verifica-se a presença desta opção, grande parte da geração elétrica é proveniente de térmicas a carvão mineral que têm sido substituídas por aquelas a gás natural. Neste caso, minimiza-se as emissões de poluentes locais e de gases estufas.

econômica mais eficaz para maximizar o real benefício para a sociedade. Logo, para “iluminar” esta questão, serão desenvolvidos modelos de avaliação, tanto pelo método dedutivo, quanto pelo método indutivo para que se possa obter subsídios adequados para validar ou não a tão almejada modicidade tarifária.

Assim, no capítulo II, no âmbito do plano teórico, será desenvolvido o modelo racional dedutivo. A formação deste arcabouço teórico passará pela análise das premissas econômicas do mercado competitivo e do planejamento econômico, segundo uma visão normativa, ou seja, internalizando-se a variável ética ao debate. Esta análise transcende a teoria consolidada, buscando, pelo contexto histórico-estrutural, enriquecer e sustentar as conjecturas sobre possíveis efeitos da crença de que os instrumentos de mercado possam corrigir as distorções deixadas pela forma de planejamento econômico, implementada em países em desenvolvimento, mais especificamente, no Brasil.

No capítulo III, sob o plano experimental, será desenvolvida uma descrição retrospectiva sobre a formação do setor elétrico brasileiro e as premissas da recente reforma institucional que almejou a expansão da oferta de energia em quantidade, qualidade satisfatórias e a preços módicos aos consumidores .

A quantificação do modelo indutivo será desenvolvida no capítulo IV. O instrumento crítico do plano experimental se realizará pela internalização de ferramentas de planejamento no processo de avaliação do investimento privado. O objetivo é comparar os custos da expansão da oferta de energia resultantes da ótica de mercado competitivo - entendida apenas pela atratividade individual do empreendimento - com os custos oriundos da internalização das diretrizes preconizadas no último plano estrutural do setor elétrico brasileiro (Plano 2015). A

mensuração destas diretrizes será efetuada pela resultante de cenários prospectivos. O impacto quantitativo destes cenários será percebido mediante a implementação do Método do Fluxo de Caixa Descontado. Assim, serão recalculados os custos atuais da energia elétrica produzida pelas unidades geradoras consideradas no plano decenal de expansão 2000/2009.

A conclusão efetiva do modelo indutivo se dará no capítulo V. Para tanto, será desenvolvida uma análise regulatória⁴ sobre a estruturação econômica das tarifas de fornecimento de energia elétrica, com o objetivo de quantificar os impactos tarifários que a expansão termoeletrica poderá ocasionar sobre os consumidores de concessionárias a serem selecionadas.

Por fim, serão concatenadas no capítulo VI as observações e indicações obtidas nos planos teórico e experimental, além de serem apresentadas sugestões para que se possa, de forma sustentável, oferecer eficiência econômica e modicidade de preços à sociedade. Em última análise, o grande “pano de fundo” desta tese é questionar a forma pela qual o atual modelo do setor elétrico foi implementado e, principalmente, justificado.

⁴ Ou seja, com base nos instrumentos de regulamentação econômica de mercados.

PARTE I – PLANO TEÓRICO

Assim como nas ciências exatas, as ciências econômicas utilizam-se de modelos para facilitar a análise dos fenômenos. Estes, sempre partindo de uma situação do mundo real, podem ser construídos tanto pelo método dedutivo, como pelo método indutivo.

Segundo GARÓFALO e CARVALHO (1990, p.22):

Um modelo de natureza dedutiva caracteriza-se, partindo de uma situação do mundo real, por selecionar aquelas variáveis e relações que sejam mais pertinentes ao fenômeno e/ou ao problema em análise. Quanto aos métodos de cunho indutivo, consistem na reunião de informes quantitativos sobre as diversas variáveis de natureza econômica, que, estatisticamente manipuladas, conduzem à formulação de algumas relações sistematizadas entre as variáveis abrangidas na análise.

Os métodos teóricos ou dedutivos e os estatísticos ou indutivos não constituem instrumentos alternativos de análise; antes, complementam-se entre si: (AWH, *apud* GARÓFARO & CARVALHO, 1990, p.23).

O desenvolvimento de modelos microeconômicos dedutivos é influenciado por procedimentos indutivos tanto quanto se pretende testar a validade de uma teoria que eventualmente venha a ser formulada como quando se objetivam selecionar hipóteses adequadas a esses modelos, oportunidade em que as evidências empíricas acumuladas nos estudos indutivos são de grande valia.

Mediante estes conceitos, busca-se, através do desenvolvimento de um modelo experimental relacionado ao custo da expansão da oferta de energia elétrica,

complementar o modelo dedutivo estruturado para antepor os preceitos econômicos que servem de base para a política de reestruturação do setor elétrico nacional.

A teoria econômica pode ser visualizada segundo dois ângulos: análise positiva (ou científica) e análise normativa. A dicotomia advém do fato de que a economia positiva está voltada para o estudo da situação tal qual é apresentada, ou seja, é isenta de qualquer conotação ética ou de juízo de valor. A análise normativa, em contraposição, aborda os problemas econômicos em termos dos objetivos colimados e das políticas ou medidas para alcançá-los. Assim, a ênfase da economia normativa repousa não sobre a situação efetiva e concreta, mas sobre como os dissabores defrontados por uma comunidade qualquer deveriam ser solucionados (GARÓFARO e CARVALHO, 1990). Em última análise, a análise normativa contextualiza o posicionamento ético e, conseqüentemente, o julgamento de valores. Segundo os mesmos autores (p. 24):

Existe uma tendência em acreditar que a teoria econômica seria apenas uma ciência positiva, evitando-se quaisquer outros aspectos normativos voltados aos objetivos. Contudo há um consenso, mais ou menos geral, segundo o qual os economistas positivistas realçam que, como profissionais nessa área, não estão capacitados para determinar valores ou objetivos à sociedade; devem limitar-se a evidenciar os métodos para atingir essas diversas metas, que lhe são fixados por terceiros, bem como as conseqüências da adoção de objetivos alternativos. Por outro lado, os economistas, não mais nessa qualificação, mas como cidadãos comuns, constituem excelentes juizes para discernir sobre padrões de valores, aliás avaliadores muito melhores do que quaisquer outros, dadas as qualificações de que são dotados; mas em hipótese alguma os preceitos normativos deverão distorcer ou influenciar a tarefa empreendida pela economia positiva.

Assim, o que se questiona é o fato de que a análise econômica positivista vem sendo usada *in natura* para justificar todas as mudanças institucionais que estão sendo implementadas na indústria da energia elétrica brasileira.

Isto exposto, a estrutura metodológica desta tese baseia-se no modelo indutivo, ou seja, se dá através da experimentação quantitativa do estudo de caso do setor elétrico brasileiro, bem como no modelo dedutivo, o qual será fundamentado pela análise racional normativa. Deseja-se, assim, vigorar o debate para “traduzir” as bases da teoria econômica pura para o contexto das atividades econômicas reais, como aquelas no setor elétrico.

Sob este contexto, a estrutura metodológica da tese é ilustrada na Figura I.1, a seguir:

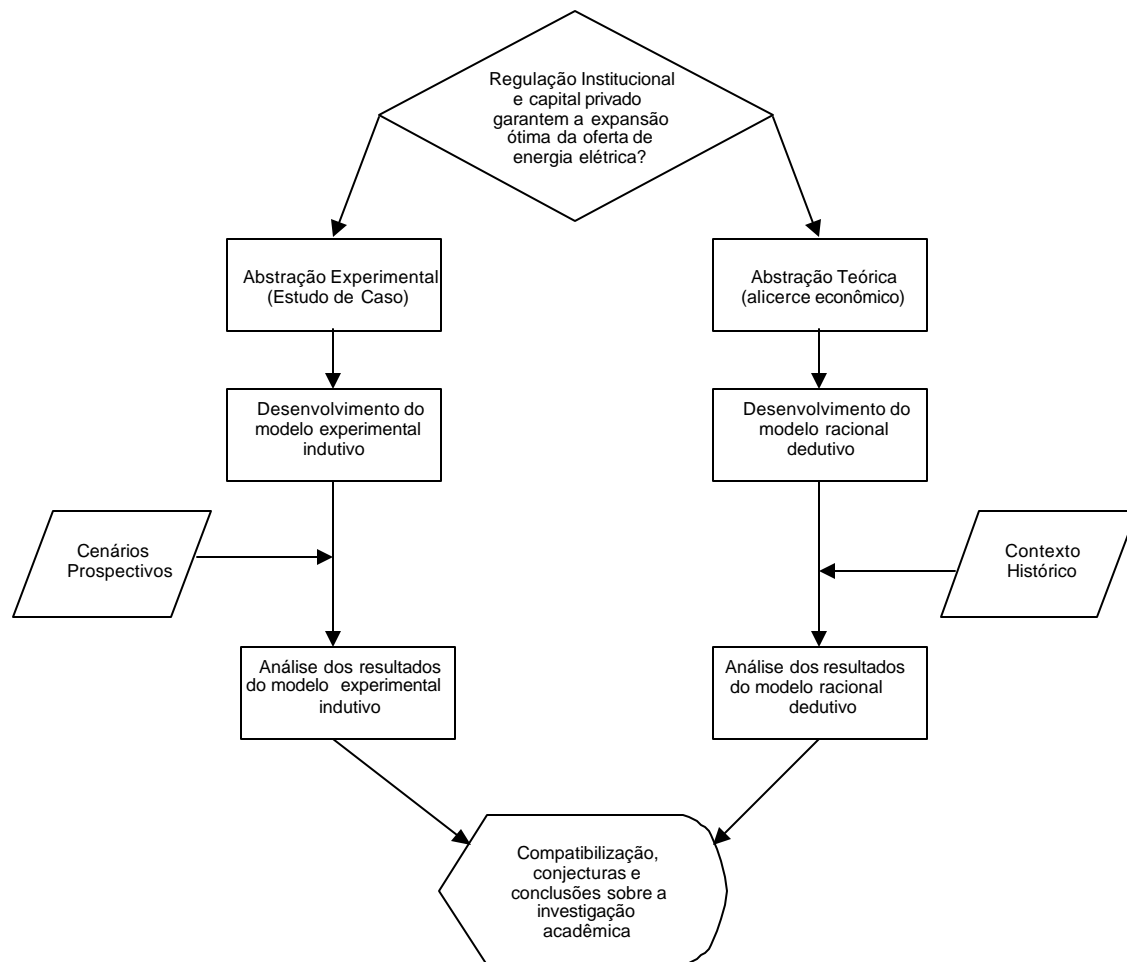


Figura I.1 – Estrutura Metodológica

II O MERCADO ENTRE O CÉU E O INFERNO

O objetivo deste capítulo é avaliar se o arcabouço teórico que sustenta o mercado competitivo garante a hipótese de preços módicos aos consumidores de energia elétrica, em detrimento do mercado sob condições de planejamento setorial. Logo, a partir do enfoque histórico-estrutural, será resgatada a crítica sobre o surgimento do comércio e da economia de mercado no mundo ocidental, bem como sobre o planejamento econômico. Feito isto, serão revisitados os conceitos teóricos de ambas as vertentes e, sob uma visão crítica normativa, será realizada uma análise para averiguar se os mecanismos de mercado competitivo, bem como os de planejamento econômico, por si só, têm como dar lastro à hipótese em questão.

2.1 Os Primórdios do Mercado: *preço justo versus preço de mercado*

A sociedade feudal era basicamente estratificada entre Nobreza, Clero e Camponeses⁵. O Rei, naquela época, tinha pouco controle sobre a nobreza, restringindo-se a uma função equivalente à de “árbitro” dentre as pendências da mesma. Os camponeses poderiam ser enquadrados em um nível ligeiramente superior ao de escravidão, pois, apesar de não possuírem bens, tinham o direito de uso das terras e de parte de seus produtos para sua sobrevivência (HUBBERMANN, 1957).

Neste contexto, o feudo era autônomo em moradia, alimentos e vestimentas. Nota-se que as necessidades de sobrevivência do ser humano eram, em tese,

supridas. Logo, não havia comércio, haja vista ser inexistente a necessidade de consumo de outros bens. Havia apenas o escambo que visava, em última análise, completar o suprimento das necessidades de sobrevivência.

O comércio começa a florescer no Ocidente, após as Cruzadas, mas, também, estimulado como uma opção de libertação da cadeia feudal aos camponeses. Cabe salientar, ainda, que outra motivação subjetiva da ascensão do comércio reside no fato de que o ser humano é o único animal que tem suas “necessidades” variantes e, além disso, crescentes no tempo (HUBBERMANN, op. cit.).

Praticamente conjugado com o aparecimento do comércio, veio a instituição de “corporações”, com vistas a manter a hegemonia desta nova classe. Quando existiam pleitos entre participantes das corporações e mercadores externos, os tribunais locais tendiam, naturalmente - da mesma forma que pleitos entre nobres e camponeses, para os primeiros (HUBBERMANN, op. cit.). Pode-se observar que, ao amanhecer das relações mercantis, como em uma relação de causa e consequência, nasceram as práticas de cartelização do mercado e de captura dos entes reguladores.

Nesta fase de aurora do mercantilismo e queda do feudalismo, o conceito de juro como pecado capital - usura - é “flexibilizado”. Considerando que no sistema feudal as necessidades de sobrevivência eram atendidas, pedir algo ao “vizinho” estava relacionado ao fato de não se ter alcançado o suprimento de necessidades básicas, o que era provavelmente motivado por um evento de força maior como a quebra de safra, doença, etc. Nesta ótica, cobrar algum juro sobre a “desgraça alheia” era considerada usura pela visão da Igreja Cristã. Porém, no ambiente mercantil, esta solicitação não necessariamente estaria relacionada ao atendimento de necessidades

⁵ Cabe salientar que o enfoque desta descrição é relacionado aos aspectos econômicos deste

básicas, mas às opções de consumo e lucro. Neste caso, seria justa a cobrança do juro, pois quem empresta estaria perdendo a oportunidade de efetuar algum negócio lucrativo, além de estar se expondo ao risco de perda do bem emprestado.

Na medida em que as relações comerciais começaram a atingir escalas superiores à da esfera física local, o então designado “preço justo” é, paulatinamente, preterido pelo “preço de mercado”. A noção de “preço justo” se enquadrava na economia do mercado pequeno, local e estável e suas variações eram naturalmente aceitas em função de escassez fortuita, mas não por manipulação. O conceito de “preço justo” nascera quando tudo o que o delimitava tinha origem conhecida pela comunidade, ou seja, quando não havia assimetria de informações entre os agentes. Todavia, com a “globalização” dos mercados, as imperfeições acentuaram-se, surgindo novas oportunidades de ganhos extraordinários através do “preço de mercado”. (HUBBERMANN, 1957)

Nota-se a importância desta constatação histórica. Pode-se advogar que um dos alicerces da teoria da competição perfeita - que afirma ser o preço ditado pelo mercado quando não incidem imperfeições sobre mesmo - é caduco por concepção e não por aplicação. A condição básica para o surgimento do “preço de mercado” foi exatamente a existência de uma imperfeição, ou seja, a assimetria de informação.

2.2 *Revisão dos Conceitos Microeconômicos*

O objetivo deste item é resumir as principais premissas econômicas que sustentam a eficiência do mercado competitivo, a fim de, posteriormente, analisá-las

tipo de sociedade, não havendo um aprofundamento sobre questões culturais e políticas.

sob condições reais de mercado e da sociedade. Esta revisão, bem como a crítica são necessárias à investigação para subsidiar as conjecturas sobre as possíveis conseqüências da atual política governamental para o setor de infra-estrutura energética, que se baseia na aplicação dos conceitos de mercado competitivo com intervenção mínima.

Tradicionalmente, a teoria econômica é segregada em microeconomia - trata do comportamento das unidades econômicas individuais, explicando como e por quê estas unidades, trabalhadores, empresas e etc. tomam decisões; e em macroeconomia - a qual estuda as quantidades econômicas agregadas, como a taxa de desempenho do PIB, desemprego, juros, etc. Todavia, a fronteira entre os dois ramos vem se atenuando nos últimos tempos (PYNDICK & RUBINFELD, 1994).

No contexto da teoria econômica, defini-se Mercado como o grupo de compradores e vendedores que interagem entre si, resultando na possibilidade de trocas. Cabe ressaltar que compradores e vendedores são distintos grupamentos definidos pelas respectivas funções que exercem no mercado.

Um mercado integralmente competitivo possui uma quantidade adequada de agentes - compradores e vendedores - de tal modo que nenhum deles induza, individualmente, impacto significativo sobre os preços. Logo, em um ambiente competitivo, um único preço geralmente prevalecerá, o chamado “**preço de mercado**”. Por analogia, conclui-se que, num ambiente não competitivo, os preços são variados.

Segundo as hipóteses consolidadas na teoria econômica, caso não haja intervenção governamental, a oferta e demanda entrarão em equilíbrio, determinando o preço de mercado de um dado produto. Todavia, até a convergência para o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda, o mercado passará por oscilações, ou melhor, fases

de excesso e de escassez de produtos, até que o mesmo seja alcançado. Além do processo oscilatório, o ponto de equilíbrio tende a se deslocar com o tempo, ou seja, ocorrendo modificações em uma ou mais variáveis que determinam o preço - como, por exemplo, a queda do custo da matéria-prima, ganhos de produtividade ou tecnológicos - níveis mais elevados de produção poderão ser atingidos. Neste caso, de acordo com a amplitude da redução do custo de produção, o novo ponto de equilíbrio do mercado situa-se com maior quantidade produzida e menor preço. Considerando-se, agora, a hipótese do aumento da renda disponível, os consumidores poderão suportar aumentos de preços. Logo, em função da magnitude do aumento de renda, o novo ponto de equilíbrio do mercado permite maior quantidade consumida, inclusive com possibilidade de maior preço.

No mercado real, as modificações do preço relativo entre mercadorias afetam as demandas por efeito correlato - entre bens substituíveis - e por efeito complementar - entre bens de uso conjunto. No primeiro caso, a relação é inversa, ou seja, à medida que o preço de uma mercadoria aumenta a demanda pela outra aumenta (ex.: cobre e alumínio). No segundo caso, a relação é direta, isto é, o aumento do preço de uma mercadoria, implicará na redução de sua própria demanda, bem como da outra mercadoria (ex.: combustível e automóvel).

Até o presente momento, foram sucintamente descritos os conceitos básicos do mercado. Revisitaremos, agora, as principais premissas e definições vinculadas à comumente designada teoria da firma, ou seja, aos preceitos que justificam as ações racionais dos produtores em prol da maximização dos resultados.

Durante o processo produtivo, as empresas transformam insumos, também denominados fatores de produção, em produtos. A relação entre insumos do processo produtivo e o produto resultante pode ser descrita como *função de produção*.

A função de produção, em última análise, permite que os insumos sejam combinados em proporções variadas, sob certos limites técnicos, de modo a admitir diversas maneiras de produção de um determinado volume produzido.

Existem, de acordo com a teoria econômica, duas possibilidades de variar o nível de produção, a saber: a primeira consiste na variação da **intensidade de utilização** da planta, e a segunda na modificação da **capacidade física instalada**. Também são conhecidas como variações de *Curto Prazo* e *Longo Prazo*, respectivamente.

Mediante estas premissas, percebe-se que, na medida em que o uso de um dado fator de produção aumenta, em detrimento ao dos demais, chega-se a um ponto em que a produção adicional obtida, eventualmente, decrescerá, ou seja, concretiza-se a *Lei de Rendimentos Decrescentes*. Efeito análogo ao de queda de rendimento nos equipamentos utilizados além da respectiva capacidade nominal operativa.

Sob a análise temporal de *Curto Prazo*, os custos totais de uma empresa são compostos por (equação 2.1):

$$CT = CF + CV \quad (2.1)$$

onde:

CT - custo total

CF - custo fixo (não varia no curto prazo, independentemente da produção)

CV - custo variável (varia, conforme o nível de produção)

Derivando-se o custo total de produção em função da quantidade produzida, obtém-se o **Custo marginal ou incremental de produção**, também entendido como o aumento de custo ocasionado pela produção de uma unidade extra do produto.

Nota-se que, na medida em que a quantidade produzida aumenta, o custo unitário diminui, pois o custo fixo está sendo “diluído” nos custos unitários, ocasionando rendimento de escala crescente, no primeiro momento. No segundo momento, ocorre a tendência de crescimento dos custos médio e marginal, em função da verificação da “lei dos rendimentos decrescentes”.

Assim, quando a variação do custo marginal for maior que a variação da produção, ou seja, no momento em que o custo médio tende a crescer, a opção para o incremento de produção para atender à crescente demanda deve ser pela expansão da capacidade. Optando-se, então, pela alteração de *longo prazo*, a empresa tem possibilidade de variar todos os insumos, buscando otimizar a relação da capacidade produtiva com o nível de produção.

Ao saltar para um novo nível de capacidade de produção, a empresa obtém ***Economia de Escala***, a qual abrange os rendimentos de escala de forma mais ampla, por permitir que as combinações de insumos sejam alteradas com maior flexibilidade, na medida em que a empresa varie seu nível de produção.

Definidas as principais premissas de ações dos consumidores e dos produtores, pode-se avançar nas observações sobre o mercado, ou seja, sobre a relação entre ambos.

Como visto anteriormente, em um mercado sob condições de concorrenciais, o preço de um dado produto é “ditado” pelo próprio mercado. Pela premissa racional de maximização dos benefícios, o objetivo da empresa, em última análise, é maximizar os lucros. De forma objetiva, o lucro pode ser apresentado como a diferença entre receita e custo. Como o preço é o “de mercado”, a receita total da empresa será dada pela quantidade vendida, ou seja (equação 2.2):

$$R(q) = P \cdot q \quad (2.2)$$

Logo, a função Lucro (π) condicionada pela quantidade produzida e vendida é, algebricamente, definida como (equação 2.3):

$$\pi(q) = R(q) - C(q) \quad (2.3)$$

onde:

$C(q)$	- custo total
$R(q)$	- receita total
P	- preço unitário
q	- quantidade vendida

Derivando-se a função Lucro pela variável de quantidade de produção, verifica-se que a maximização do lucro se dá quando o preço é igual ao custo marginal⁶. Noutras palavras, o lucro será maximizado quando o incremento de uma unidade produzida o mantiver inalterado. Algebricamente, vem:

$$\frac{d\pi(q)}{dq} = \frac{dR(q)}{dq} - \frac{dC(q)}{dq} \quad (2.4)$$

⁶ Na verdade, essa é a chamada “condição necessária” para a maximização do resultado. A “condição suficiente” é determinada quando a derivada do custo marginal em função da quantidade produzida (derivada de segunda ordem) for positiva. Noutras palavras, o nível de produção que maximizará o lucro total será o que ocorre na fase ascendente do custo marginal.

$$0 = Rmg - Cmg \quad (2.5)$$

$$Rmg = Cmg \quad (2.6)$$

Como uma empresa competitiva é uma “tomadora” de preço, independentemente de seu nível de produção, o preço do bem será sempre o “de mercado”. Logo, a empresa deve escolher seu respectivo nível de produção, de tal forma que o respectivo custo marginal de produção seja igual ao preço do mercado. Ou seja (equação 2.7):

$$\boxed{Rmg = Cmg = p_q^{máx.} = P} \quad (2.7)$$

No horizonte de *longo prazo*, se o preço cair ao patamar do custo total médio, o lucro econômico será nulo, ou seja, todas as despesas operacionais, bem como a remuneração do investimento a uma dada taxa de retorno serão cobertas, não ocorrendo o incentivo para a entrada de novas empresas, nem tampouco para a saída de outras, pois o mercado estaria equilibrado. Se o lucro econômico for positivo, ocorre a existência do sobre-lucro (lucro anormal), o que significa que o investimento foi remunerado a uma taxa superior àquela esperada. Contudo, no *curto prazo*, este mesmo lucro extraordinário não poderia ser considerado uma anomalia, pois foi a indicação para incentivar a entrada de novas empresas naquele mercado, de tal modo que viabilizasse condições de equilíbrio no mercado de *longo prazo*.

Diante das premissas e constatações anteriores, o mercado competitivo, sem intervenção sobre suas relações preço-quantidade, maximiza o bem-estar econômico agregado de produtores e consumidores, ou seja, da sociedade como um todo.

Esta afirmação baseia-se na mensuração dos benefícios e malefícios sobre o Excedente do Consumidor e Excedente do Produtor quando ocorre a intervenção governamental sobre as condições naturais de convergência do mercado.

Entende-se como *Excedente do Consumidor* o benefício total que os consumidores recebem além posse da mercadoria, como, por exemplo, uma mercadoria adquirida por um preço inferior ao que estariam dispostos a pagar. O *Excedente do Produtor* é a diferença entre o preço de mercado recebido pelo produto e o custo marginal da produção da respectiva unidade.

Argumenta-se que, se o preço for contido por ação externa ao mercado - ação governamental, o Excedente do Consumidor aumentará, mas devido à captura do excedente do produtor. Assim, o benefício do aumento do Excedente do Consumidor se faz ao custo da redução do excedente do produtor. Todavia, com a contenção dos preços, a oferta diminuirá e a demanda potencial não será devidamente atendida. Logo, parte dos consumidores não terá acesso ao bem desejado por efeito da redução da atividade produtiva. O malefício da escassez, bem como da redução da atividade produtiva qualificam o balanço negativo para a sociedade, oriundo da intervenção sobre as condições normais de mercado.

Porém, na existência de *externalidades* ou de *ineficiências*, o mercado competitivo não poderá chegar ao nível de produção economicamente eficiente. Caso persistam tais anomalias, a regulamentação e atuação do governo são fundamentais para garantir o bem-estar da sociedade.

Define-se como *externalidades* os efeitos de atividades de produção e de consumo que não se refletem diretamente no mercado. Quando ocorrem *externalidades*, o preço de uma mercadoria não reflete, necessariamente, seu “valor social”, implicando em ineficiências. Um exemplo de *externalidade* é a não vinculação dos efeitos da degradação ambiental (custo social) advindos de um dado processo produtivo ao respectivo custo de produção. Neste contexto, torna-se necessária a intervenção no mercado, através de ações corretivas do Estado. No exemplo anterior, esta intervenção poderia se dar a partir da definição de padrões e normas ambientais para o enquadramento do processo produtivo. Uma das conseqüências seria o aumento do custo de produção para minimizar os custos da degradação ambiental e que, agora, estariam fielmente refletidos naqueles da mercadoria. Noutras palavras, os custos sociais das *externalidades* foram internalizados e o preço da mercadoria refletirá o respectivo valor social, eliminando, desta forma, a anomalia no mercado. Existem, ainda, conforme a origem da *externalidade*⁷, outros instrumentos de intervenção ou, dada a interpretação, correção no mercado, tais como a fixação de preços mínimos, a determinação de impostos de importação e etc.

Por fim, conclui-se que o mercado competitivo, exceto nos casos em que ocorram *externalidades*, é eficiente, pois maximiza o excedente do consumidor e do produtor.

⁷ Cabe salientar que existem tipos de *externalidades* em que o Estado não deve intervir, pois o custo da ineficiência originado não se reflete à sociedade compulsoriamente, mas de forma individual e por opção, como nos casos em que a demanda exercida por um indivíduo influencia a demanda de outros indivíduos. Na prática, esta situação manifesta-se pelo Efeito Imitação - quando a curva de demanda é mais elástica do que o necessário, ou seja, mesmo com o aumento das vendas, o preço se reduz menos do que em condições sem influência do efeito em questão; e pelo Efeito Esnobação - em que a quantidade de mercadoria demandada por um tipo de consumidor cai em conseqüência do crescimento de aquisições feitas por outros consumidores (implícito o valor de raridade).

2.3 *As Tendências Cíclicas*

Existe uma crença natural de que os acontecimentos da vida vão e voltam. Essa crença é popularmente resumida no argumento de que “o mundo dá voltas”, expresso também em outros ditos equivalentes. Intui-se que toda crença tem seu fundo de verdade, mesmo que seja pela interpretação dos fatos originais feita por aqueles que a moldaram e propagam. Mesmo que empírico, este conceito provém da natureza humana e, por isso, é passível de análise científica. Pode-se especular que valores e relações sociais - principalmente as relações econômicas - são temporais e, sobretudo, cíclicas em sua essência, porém, não se concretizam pela monótona repetição dos fatos. Não obstante o vetor tecnológico e as possibilidades de rupturas das tendências hegemônicas induzidas por novas macro-circunstâncias adicionam o movimento translacional no desenvolvimento da sociedade. Sendo assim, o objetivo do presente estudo é oferecer um arcabouço teórico a fim de que essa hipótese possa ter suporte acadêmico para as conjecturas do modelo dedutivo em desenvolvimento.

2.3.1 Contexto: Um breve resumo dos “Ciclos Sistêmicos de Acumulação”

Segundo ARRIGHI (1996, p. 1):

... a história do capitalismo está atravessando um momento decisivo, mas essa situação não é tão sem precedentes quanto poderia parecer à primeira vista. Longos períodos de crise, reestruturação e reorganização – ou seja, de mudanças com descontinuidade – têm sido muito mais típicas da história da economia capitalista mundial do que os breves momentos de expansão generalizada por uma via de desenvolvimento definida.

Centrando a análise nas redes de produção, comércio e poder dos últimos 400 anos, esse autor (op.cit) verificou que Gênova⁸ (século XV ao início do XVII), Holanda (a partir de Gênova até o final do século XVIII), Inglaterra (suplantando a Holanda até o início do século XX) e EUA (presentemente) comandaram a economia mundial, conforme a época analisada. Em cada um desses casos, fases de expansão material sucederam à expansão financeira, o que definiu os “Ciclos Sistêmicos de Acumulação”. Nessa linha de observação, todo ciclo sistêmico de acumulação, quando entra no processo de expansão financeira, é o indício da fase de maturação e, também, a indicação do deslocamento do comando da economia mundial na direção de um novo centro hegemônico.

O conceito de “centro hegemônico” aqui apropriado difere da tônica restrita de “dominação” pura e simples. Pode-se resumi-lo como o poder ampliado pelo exercício da “liderança intelectual e moral” (GRAMSCI *apud* ARRIGHI, op.cit), nesse caso, condensado nas relações econômicas do capitalismo.

Segundo a teoria dos ciclos sistêmicos de acumulação, a ruptura se dá quando ocorre uma nova internalização de custos na lógica econômica da iniciativa capitalista.

A substituição das cidades-estados italianas pelas Províncias Unidas Holandesas na hegemonia mundial durante o século XVII se deve ao fato de que a última internalizou os **custos de proteção**. Essa “proteção” se deveu à maior habilidade da gestão do Estado - tornando-o menos absoluto e naturalmente apto para identificar e solucionar os problemas em torno dos quais campeava a luta européia pelo poder - mas, principalmente, à maior capacidade bélica da oligarquia holandesa

⁸ No contexto amplo, representando as “quatro grandes” cidades-estado: Veneza, Florença, Gênova e Milão.

do que a veneziana, iniciada quando o príncipe de Orange - Maurício de Nassau - redescobriu e aprimorou as técnicas militares romanas. (ARRIGHI,op.cit)

Apesar do redirecionamento do centro hegemônico, os holandeses jamais efetivamente governaram o sistema que haviam criado - Sistema de Vestfália⁹ - em função das guerras anglo-holandesas. Quando a Grã-Bretanha venceu a Guerra dos Sete Anos (1756-1763), estava encerrada a luta com a França pela supremacia bélica. Contudo o Reino Unido só se tornou hegemônico quando liderou uma vasta aliança de forças, primordialmente dinásticas, na luta contra as violações dos direitos absolutos de governo e da propriedade e liberdade do comércio dos não combatentes subjugados— princípios do Sistema de Vestfália —principalmente, nas batalhas napoleônicas. Logo, o Reino Unido passou a liderar o sistema interestatal, mas com uma tônica adaptada às novas realidades almejadas pela oligarquia holandesa. (ARRIGHI,op.cit)

O novo sistema foi intitulado, posteriormente, como “imperialismo do livre comércio”. O rompimento do princípio do Sistema de Vestfália deveu-se ao fato de que as leis que vigoravam dentro e entre as nações estavam, a partir de então, sujeitas à autoridade superior de uma nova entidade: um mercado mundial regido por suas próprias “leis”, supostamente com propriedades implícitas de maximização do desenvolvimento.

No entanto o que diferenciou o ciclo sistêmico de acumulação britânico do holandês foi a internalização dos **custos de produção**, cuja expressão principal foi o industrialismo, através de um reenquadramento das estruturas organizacionais do imperialismo ibérico e do capitalismo financeiro cosmopolita genovês. (ARRIGHI,op.cit)

Na passagem para o quarto e presente ciclo de acumulação, pôde-se melhor verificar o conceito da expansão financeira em detrimento da expansão material como primeiro indicador de mudança. ARRIGHI (op.cit, p. 260) afirma:

A tensão entre as tendências cooperativas e competitivas no processo de formação do mercado mundial precederam em muito o surgimento da indústria moderna (...) Desde o fim da Idade Média, *percebe-se*¹⁰ a expansão material da economia mundial capitalista, em que prevaleceram as tendências de cooperação, e de fase de expansão financeira, em que prevaleceram as tendências competitivas.

No início do século XX, verifica-se a “racionalidade pecuniária” das empresas britânicas, em detrimento da “racionalidade tecnológica” das empresas alemãs.

Com a eclosão da Primeira Guerra Mundial, as economias européias, naturalmente debilitadas (Inglaterra, Alemanha e França) poderiam justificar a mudança do centro hegemônico da Inglaterra para os EUA e não para a Alemanha. Todavia, mesmo que não ocorresse o advento daquela guerra, a Alemanha, apesar dos indícios de deslocamento da Inglaterra do centro hegemônico, não conseguiria suplantá-la. Além da diversidade espacial e, por conseguinte, de recursos naturais e de mercados, a internalização do **custo de transação** foi o diferencial em relação ao terceiro ciclo de acumulação. A integração vertical das organizações americanas implicou no que outrora se designava “economia da velocidade”. Nessa hipótese, o aumento das informações sobre os custos das atividades intermediárias, agora integradas, conjugado com os ganhos de escala resultavam em maior velocidade para o crescimento e acumulação (CHANDLER *apud* ARRIGHI, 1996). Cria-se um ciclo virtuoso para redução de custos nas atividades intermediárias por

⁹ Basearam-se no princípio de que nenhuma autoridade operaria acima do sistema interestatal (ARRIGHI, 1996).

¹⁰ Grifo do autor.

meio da redução da assimetria de informações e dos custos unitários através das economias de escalas obtidas.

2.3.2 Do mercado competitivo ou “anárquico” ao planejamento capitalista ou “conluio”

Como foi visto, o processo de evolução da economia mundial capitalista foi ditado, conforme a época, por centros hegemônicos que se sucederam com características definidas. Todavia, ao observar as circunstâncias dos últimos 400 anos, deve-se vislumbrar que essa evolução não progrediu de modo linear, mas através de uma alternância de tipos opostos de estruturas organizacionais, em que se percebe que a forma de corporações surgiu, desapareceu e retornou. Esse processo, definido como “*tendência cíclica econômica*”, é equivalente à definição do “movimento pendular” de Pirenne, que resume a observação reconhecendo uma “regularidade surpreendente” na alternância de fases de “liberdade econômica” e fases de “regulação econômica” (PIRENNE *apud* ARRIGHI, op.cit), vista como a intervenção do Estado na atividade econômica.

O próprio mercado livre, ou mercado competitivo, é cíclico quando visto por pensadores marxistas, dadas as teorias do capitalismo “organizado” e “desorganizado”. Conforme o capital vai se materializando, percebe-se a progressiva substituição da “anarquia” típica da regulação mercantil pelo planejamento capitalista centralizado, como se fosse parte do processo natural de maturação. Sendo isso verdade, a hipótese de auto-regulação e estabilidade do mercado no longo prazo não se dá pelo efeito benéfico da concorrência (fase anárquica), mas pela tendência de concentração econômica, ou conluio, ou planejamento capitalista.

Vista pela teoria clássica, a intensificação das pressões competitivas inerentes aos processos de formação do mercado estava comprimindo os lucros para baixo, isto é, para um nível meramente “tolerável”. Todavia há de se convir que a expectativa de um lucro apenas “aceitável” no longo prazo não é estimulante para a postura capitalista. Logo, utilizando uma máxima da área de cenários prospectivos - “a melhor maneira de se preparar para o futuro é fazendo-o” -, uma forma pragmática para se evitar que o lucro seja meramente “tolerável” no mercado competitivo de longo prazo é substituir o próprio mercado.

GALBRAITH *apud* ARRIGHI (op.cit, p. 297) afirma:

Substituir o mercado, fixando os preços - bem como as quantidades a serem vendidas e compradas por esses preços - é essencial ao planejamento industrial e pode ocorrer de três maneiras: pelo ‘controle’, pela ‘suspensão’ e pela ‘superação’ do mercado”.

O mercado está sob “controle” quando uma grande parcela dele assume, entre fornecedores e/ou clientes, uma postura extremamente cooperativa, apesar de manter-se intacto o processo de compra e venda. A “suspensão” do mercado ocorre quando as incertezas inerentes a ele são eliminadas pela existência de uma matriz contratual de longo prazo entre os agentes, através da qual são definidos preços e quantidades. Por fim, mas não menos importante, o mercado é “superado” pela integração vertical das atividades produtivas.

Cabe salientar que a teoria da regulação econômica busca a manutenção dos mercados competitivos combatendo as chamadas “imperfeições”, que estão, em última análise, condensadas no conceito de substituição do mercado cujas formas, como é natural, não são mutuamente excludentes e são aplicadas convenientemente, conforme o planejamento do capitalismo. O objetivo é que não sejam detectadas pelos

instrumentos de defesa da concorrência e atinjam a meta de substituir o mercado, a fim de rechaçar o lucro “tolerável”.

Em resumo, o chamado lucro “aceitável” ou lucro econômico nulo no longo prazo, em uma economia de mercado, é fato. Contudo o “aceitável” é definido pela ótica do ofertante ou do conluio, ou pela resultante do planejamento do capitalismo, e não pelo mercado, pois o mesmo foi, ou está em vias de substituição.

2.3.3 Tendências cíclicas e sistemas econômicos sob a ótica do caos

Ruelle (1993, p. 115) esclarece:

A teoria habitual do caos trata de evoluções temporais recorrentes, ou seja, onde o sistema retorna incansavelmente a estados próximos já visitados no passado. Este ‘eterno retorno’ em geral só se apresenta em sistemas moderadamente complexos. A evolução histórica dos sistemas muito complexos é, pelo contrário, tipicamente de sentido único: a história não se repete.

Nesses sistemas muito complexos e sem recorrência, ocorre geralmente a *dependência hipersensível das condições iniciais*¹¹. Entretanto coloca-se o problema de aferir se esta é limitada por mecanismos reguladores ou se provoca efeitos importantes a longo prazo. Todavia Ruelle (op.cit) argumenta que, mesmo que o sistema apresente o fenômeno de dependência hipersensível das condições iniciais, isso não implica, necessariamente, que conjecturar a respeito do futuro desse sistema não seja exeqüível. Nessa ótica, consegue, qualitativamente, sustentar de forma

¹¹ Ocorre quando uma mudança marginal no estado do sistema em análise, no instante zero, produz alterações posteriores que crescem exponencialmente no tempo, ou seja, uma diminuta causa induz grandes efeitos *a posteriori* (RUELLE, op.cit).

razoável a hipótese de que o sistema econômico tem características caóticas¹² e de imprevisibilidade.

A hipótese baseia-se em analisar condicionantes do desenvolvimento econômico de acordo com as idéias dos sistemas dinâmicos. O objeto específico da análise é verificar a performance de uma dada economia regional conforme diversos estágios de desenvolvimento tecnológico. Para tal empreitada, o respectivo análogo utilizado é um sistema físico dissipativo submetido a diversos níveis de forças exteriores. A análise discorre considerando esse sistema como um fluido viscoso com aquecimento na base, enquanto o nível das forças externas é o próprio nível de aquecimento.

O raciocínio é relativamente simples. Uma camada de fluido estaria próxima ao estágio estacionário se submetida a um baixo nível de aquecimento, da mesma forma que uma economia encontra-se estagnada se a composição de suas atividades tiver baixa intensidade tecnológica. Analogamente, considerando níveis mais elevados de desenvolvimento tecnológico, ou de aquecimento, ocorrerão oscilações periódicas e turbulentas, ou seja, com variações irregulares e uma dependência hipersensível das condições iniciais, tanto do fluido, quanto do nível de desenvolvimento econômico. Esse paralelo de conseqüências é validado pela teoria dos ciclos econômicos, mais especificamente pela Teoria da Inovação de Schumpeter¹³.

¹² Independente das práticas de negociações comumente utilizadas nas bolsas de valores.

¹³ Pela teoria, as explicações do ciclo de desenvolvimento econômico provêm dos efeitos repentinos da atividade de investimentos em inovação através dos quais passa a economia capitalista. Gradativamente, a expansão econômica transforma-se em uma espécie de recessão, à medida que o impacto das inaptações e desajustamentos, que foram instalados no sistema durante o próprio processo da atividade relacionada à inovação, torna-se relevante (SHAPIRO, 1976). Visto por outra forma, após um processo de implementação e investimentos para inovação tecnológica, passa-se à contração de novos investimentos enquanto os anteriores estão em processo de amortização e depreciação.

Todavia, segundo Ruelle (op.cit), apesar de qualitativamente sustentável, a análise quantitativa é frágil, pois o fato de os ciclos e outras flutuações da economia ocorrerem sobre um fundo geralmente de crescimento implica na evolução histórica de sentido único, que não pode ser desconsiderada. Acontecimentos exteriores, economicamente designados como “choques” não podem ser desprezados. Em suma, simplesmente não ocorre a repetição monótona dos mesmos fenômenos históricos.

Assim, sob o contexto qualitativo, Ruelle (op.cit) argumenta que, da mesma maneira que em certas situações dinâmicas da física, atos de legislação e de regulação do mercado que têm por objetivo eliminar imperfeições, buscando condições para equilíbrio dele podem induzir a oscilações violentas e imprevisíveis, possivelmente de efeito contraditório.

Isso posto, pode-se desenvolver a hipótese de que as imprevisibilidades do sistema econômico, referentes às condições satisfatórias do mercado competitivo, sofrem influência das “imperfeições de mercado” que induzem os agentes a conduzirem suas decisões de forma irracional, como por exemplo, influenciadas pelos efeitos imitação e esnobação¹⁴. Cabe ressaltar que, quanto maior o nível de concentração de renda em uma dada economia, mais devastadoras serão as conseqüências sociais dessas anomalias de mercado.

Além de fazer essas reflexões sobre sistemas econômicos vislumbrados ou modelados por sistemas caóticos, Ruelle (op.cit) discorre sobre as evoluções

¹⁴ Cabe salientar que existem tipos de Externalidades: quando a demanda exercida por um indivíduo influencia a demanda de outros indivíduos, o Estado não deve intervir, pois o custo da ineficiência originado não se reflete na sociedade compulsoriamente, mas de forma individual e por opção; na prática, manifesta-se pelo Efeito Imitação: nele, a curva de demanda é mais elástica, ou seja, mesmo com o aumento das vendas, o preço cai menos, se comparado às condições sem influência do efeito em questão; e pelo Efeito Esnobação: a quantidade de mercadoria demandada por um tipo de consumidor cai em conseqüência do crescimento de aquisições feitas por outros consumidores (implícito o valor de raridade).

históricas. Como já mencionado, o domínio natural de aplicações das idéias sobre o caos é resultante das evoluções temporais com “eterno retorno” em sistemas moderadamente complexos. Caso contrário, em sistema de elevada complexidade, a possibilidade do “eterno retorno” cede ao fenômeno da irreversibilidade que, em primeira análise, abarca os acontecimentos históricos. “Se observarmos o mundo complicado que nos cerca, se estudarmos a evolução da vida ou a história da humanidade, não esperemos ver algum eterno retorno, *pelo contrário*, (...) segue um desenvolvimento histórico de sentido único”. (RUELLE, op. cit, p. 123)

Todavia o mesmo Ruelle (op.cit., p. 124) incomoda-se com o fato de verificar que, mesmo que os fatos individuais sejam diferentes, o aspecto conjunto aparenta previsibilidade.

Podemos prever com segurança que, sob certo clima, um certo tipo de solo será coberto por uma floresta de carvalhos, embora desconheçamos onde ficará cada árvore. Em suma, existem muitos mecanismos de regulação biológica, de convergência evolutiva e de necessidade histórica que tendem a apagar as excentricidades cometidas por nossa diabinha¹⁵.”

Com efeito, “talvez seja preferível falar de **determinismo histórico parcial**, pois certos acontecimentos fortuitos (...) não são apagados pela evolução subsequente, mas, pelo contrário, fixados, ao que parece, para sempre” (RUELLE, op. cit, 124). Isso posto, pode-se especular que a parcialidade figuraria pelo desenvolvimento tecnológico e suas conseqüências sociais e as probabilidades de rupturas que permeiam a história criando novas macro-circunstâncias, como calamidades naturais, bem como o surgimento de personalidades extraordinárias, tais

¹⁵ Metáfora utilizada pelo autor para descrever as conseqüências que a dependência hipersensível das condições iniciais possa originar no tempo.

como Moisés, Confúcio, Buda, Alexandre, São Paulo, Maomé e outros (JAGUARIBE, 2000).

Mais uma vez pode-se observar a convergência de diversas ciências¹⁶ sobre as tendências cíclicas das buscas sociais. Não obstante, a composição cíclica não é a mera repetição monótona dos acontecimentos passados, mas a concepção básica, a onda fundamental do – termo comumente mal utilizado - “novo paradigma”¹⁷. Essa norma, não desprovida de motivação, vincula-se à essência do homem, ou seja, a sua eterna insatisfação de existência. “Nós modernos, nós semibárbaros. Nós só atingimos nossa bem-aventurança quando estamos realmente em perigo. O único estímulo que efetivamente nos comove é o infinito, o incomensurável.” (NIETZSCHE *apud* BERMAN, 1999, p. 22).

Vencedores e perdedores, dominadores e escravizados, colonizadores e colonizados, primeiro e terceiro mundo, industrializados e sub-industrializados, desenvolvidos e em vias de desenvolvimento, liberalismo econômico e intervencionismo, expansão e retração econômica, guerras, lutas de classes, alternâncias políticas no poder e etc. Todos ciclos hegemônicos, porém sob novos termos, para que as condições iniciais dos sistemas se mantenham perenes.

¹⁶ Além das ciências econômicas e políticas, comporiam outras não desenvolvidas neste trabalho: as astronômicas, quando o eixo de inclinação da Terra completa um movimento de rotação figurando um cone a cada 25.000 anos, e a própria hipótese de expansão e retração do universo; as gnósticas, que definem os ciclos de existência das raças não-étnicas humanas; e religiosas: “Vindes do pó e ao pó voltareis”.

¹⁷ A conotação está vinculada ao modismo do termo.

2.4 *Uma Crítica Ética aos Dogmas do Mercado e à Opção Racional Coletiva*

2.4.1 A observação normativa sobre as tentações do mercado

Essa crítica parte do entendimento de que toda teoria é desenvolvida para explicar fenômenos em termos de um conjunto de regras básicas e premissas. Logo, como por definição, nenhuma teoria, seja em qualquer ciência, é perfeitamente correta, a mesma será continuamente testada por meio de observações e, naturalmente, por comparações, as quais subsidiam a presente crítica. Em última análise, pretende-se provocar a inclusão da variável cultural e ética para a aplicação dos “frios dogmas” da teoria econômica.

Primeiramente, retornamos às observações obtidas nas reflexões sobre os primórdios do mercado. Constatou-se que, enquanto os compradores dominavam as informações relativas aos custos da mercadoria, o preço dela era designado como “preço justo”. As variações dos preços eram conseqüências de força maior - como quebras de safra - e a possibilidade de ganhos especulativos era remota. Todavia, à medida que o mercado se expandia, tanto espacialmente (rompendo a esfera local), quanto qualitativamente (maior complexidade das mercadorias), o preço justo foi substituído pelo “preço de mercado”, que surgiu, em suma, em conseqüência da redução do nível de informação por parte dos compradores, ou seja, pelo aparecimento da assimetria de informação no mercado.

Isso posto, percebe-se uma inconsistência da teoria econômica com o contexto histórico, pois o preço de mercado, nas condições do Ótimo de Pareto, não coexiste sob imperfeições de mercado, entre elas a assimetria de informações. Poeticamente, a criatura renega o criador.

Sob outro contexto, nota-se também que o pressuposto do equilíbrio entre oferta e demanda é incompatível, desde que expandidas as premissas da teoria econômica. Considerando a economia uma ciência social e, por isso, passível de influência do comportamento humano, percebe-se que a própria qualificação entre compradores e vendedores não indica a mera função exercida no mercado. Incorpora, na verdade, diferentes características sociais e individuais como aptidões, ambições e, ao extremo, a exacerbação intelectual da lei natural do mais forte. Segundo SARKAR (*apud* FONSECA, 1999), todas as sociedades humanas sempre foram estratificadas e o estrato superior ou dominante sempre se dividiu em três classes, que estão presentes em todas as civilizações, a saber: guerreiros, sacerdotes e mercadores. Segundo o mesmo autor, elas correspondem às três vocações básicas do espírito humano, ou seja, a vocação para ação, para a meditação e para o relacionamento. Os guerreiros e os sacerdotes existiram em todas as sociedades desde o estágio tribal. Os mercadores apareceram mais tarde, em um estágio mais avançado. Eles evoluíram dos agricultores, dos pastores e dos artesãos. Os dois primeiros tenderiam ao consumo perdulário, enquanto os mercadores tenderiam para um perfil mais cumulativo. Em última análise, a terceira vocação básica detém mais aptidões relacionadas à prática mercantil e, conseqüentemente, exibe uma posição mais favorável que as duas primeiras. Ou seja, as condições assimétricas iniciais estão intrinsecamente vinculadas às vocações humanas.

A simetria entre os agentes, mas principalmente a racionalidade dos agentes, como advoga a teoria econômica, é extremamente questionável. SINGER (1999, p. 49) afirma :

Sempre que o expediente dos mercados financeiros se encerra e os resultados do dia são divulgados pela mídia, as cifras são acompanhadas por uma explicação mais ou menos lacônica das 'causas'

dos comportamentos do 'mercado'... As opiniões que se atribuem ao 'mercado' curiosamente coincidem com os preconceitos da ortodoxia neoclássica. Cria-se assim um círculo vicioso: os neoclássicos partem do pressuposto de que os agentes econômicos são racionais e dispõem de todas as informações para poder tomar sempre as melhores decisões, estas consideradas 'otimizadoras'. Por isso, eles consideram os resultados dos mecanismos de mercado como sendo sempre os melhores e se opõem que agentes 'de fora' (leia-se: governo) interfiram neles. Portanto, aplicam-se as teorias neoclássicas para 'explicar' o comportamento do 'mercado', qualquer que ele seja. E assim, fica demonstrado que o 'mercado' é racional e que a teoria neoclássica é verdadeira... Na realidade, ninguém sabe o que passa pela cabeça do 'mercado'. *Mas, sua irracionalidade fica cada vez mais evidente.*

O pressuposto de existir um número suficiente de vendedores, de tal forma que nenhum possa impor o preço é uma mitigação do efeito de concentração, mas não garante que o preço de equilíbrio do mercado não seja influenciado pela assimetria de informações. Com efeito, quanto mais heterogênea for a sociedade, principalmente o grupo de compradores, presume-se maior a assimetria de informação e, por conseguinte, mais imperfeito será o mercado. Por exemplo, o do Brasil é um terreno fértil para desenvolvimento dessa anomalia, isto é, um mercado quantitativamente representativo, mas qualitativamente assimétrico. Segundo Jaguaribe (2000, p. 30):

(...) Mais complexos são os problemas, de caráter sócio-político, que decorrem da conversão de uma sociedade de massas em uma democracia de massas antes de a maioria da população haver alcançado condições educacionais e sócio-econômicas que habilitem a um satisfatório exercício da cidadania. (...) A condição de absoluta deseducação dos migrantes rurais, entretanto, dificultou extremamente sua incorporação aos setores modernos da economia do país, levando cerca de 25 % da PEA a resvalar para atividades de um terciário urbano marginal, em que se perpetuam as condições de ignorância e miséria.

A teoria microeconômica sustenta que o mercado competitivo, sem intervenção, é eficiente, pois maximiza o excedente do consumidor e do produtor. Todavia, quanto mais concentrada a distribuição de renda no mercado comprador, quanto mais degradada for a condição social dos componentes do grupo comprador, menos eficaz

será o mercado competitivo para garantir o bem-estar da sociedade. Percebe-se, também, que a maximização dos excedentes do consumidor e do produtor se dá pelo volume total de renda. A ponderação média da concentração de renda, em virtude da grande diferença entre a quantidade de produtores e de consumidores, não é considerada na abrangência da análise microeconômica. Sendo assim, a maximização ética do bem-estar social não estará garantida.

FURTADO afirma (1999, p. 80):

Minha convicção é que uma economia subdesenvolvida como a do Brasil necessita de um planejamento. Uma economia rica, *com uma sociedade mais homogênea no que tange à renda individual*, como a da Suíça, talvez não precise de planejamento global, pois as situações se acomodam e o mercado resolve o essencial. Mas, numa economia como a brasileira, que tem um imenso atraso acumulado, desequilíbrios regionais e setoriais e um potencial enorme de recursos não utilizados, abandonar a idéia de planejamento é renunciar à idéia de ter governo efetivo.

Com efeito, conjecturar que o Mercado vá substituir o Estado em sua função de mudança das estruturas econômicas e sociais não se sustenta pela exclusão da variável ética. Além disso, com a crescente complexidade, característica do mundo contemporâneo, evidencia-se que o mercado por si só não tenha capacidade de regular problemas tão complexos como aqueles que decorrem das crises econômicas¹⁸ e dos problemas sociais. Segundo Jaguaribe (2000, p. 58), “Tudo isso ultrapassa completamente a iniciativa privada. São fenômenos que só podem ser regulados pelo governo”.

Numa visão algébrica, as relações entre oferta e procura dificilmente convergiriam, ou seja, remotamente tendem ao preço de equilíbrio do mercado. Mas, mesmo considerando a hipótese de convergência, isso não será obtido sem um longo

processo oscilatório entre fases de escassez e de excedentes, o que ocasiona ora desperdícios, ora custos sociais. O que há de racional nisso? Entre o “inferno” do processo de convergência e o “céu” do equilíbrio de mercado no longo prazo, o custo real sobre a sociedade, principalmente os marginalizados do mercado, é maior do que a ressonância de sete trombetas.

Todavia, o planejamento - queiramos ou não - foi a grande invenção do capitalismo moderno (FURTADO, op.cit). Em última análise, é uma técnica fundamental para a ação racional do coletivo, minimizando as decisões individuais as quais objetivam apenas a meta de maximização financeira, sem nenhum compromisso de mudanças estruturais.

A lógica do planejamento busca, por assim dizer, minimizar a fase de desperdícios e atingir, o mais rápido possível, o ponto de equilíbrio. Ao invés de, literalmente, dar voltas em torno do ponto de equilíbrio, o planejamento visa uma linha reta, um corte, ou seja, uma ruptura de tendência.

Entretanto o planejamento interpretado pela lógica de mercado é a própria intervenção governamental que exclui a possibilidade da existência do equilíbrio de mercado eficiente. Mesmo que verdade, percebe-se uma arrogância perversa das leis de mercado consoante com as conjecturas de Malthus (HUGON, 1966), ou seja, a questão ética não existe nesse âmbito. Esse contexto é brilhantemente ilustrado por BUARQUE (1995, p. 23):

Tive a curiosidade, juntamente, com meus alunos do Departamento de Economia da UnB, de folhear todos os livros para ver onde aparecia a palavra fome. Ela não aparece. O que aparece é a palavra demanda que serve para explicar a fome de quem tem dinheiro no bolso, mas não serve para explicar a fome de quem não tem dinheiro no bolso. Por quê? Porque os livros foram

¹⁸ A crise de depressão da economia americana, em 1930, globalizou-se e repercutiu severamente sobre as sociedades modernas.

feitos onde as pessoas têm dinheiro no bolso, onde a demanda de alimentos é igual à fome. Não é o caso do Brasil.

Historicamente, a idéia de que o planejamento é uma técnica que permite elevar o nível de racionalidade das decisões econômicas, tanto nas empresas como em uma sociedade organizada politicamente, difundiu-se amplamente a partir da Segunda Guerra Mundial. Era fácil perceber que a *reconstrução* de um sistema econômico requeria técnicas complementares de coordenação de decisões com projeção no tempo e fora do alcance dos sistemas mercantis. A reflexão sobre esse tema abriu caminho para a idéia de que a superação do subdesenvolvimento, que também requer transformações estruturais por questões éticas e humanitárias, não deve aguardar o prometido equilíbrio do mercado.

Os franceses diziam que o planejamento era necessário para resolver os problemas causados pelas destruições de guerra. Eu acrescentava dizendo que o subdesenvolvimento era uma espécie de devastação. Portanto, para superá-lo, necessita-se de planejamento. O mercado sozinho não pode resolver o problema. (FURTADO, op.cit., p. 78).

Cabe salientar que o planejamento não deve destruir as raízes da criatividade, sob pena de se voltarem contra ele, implicando no retorno às condições anteriores, como observado nas tendências cíclicas de desenvolvimento ou movimentos pendulares preconizado por Perinne (ARRIGHI, 1996). Existe o risco, pois planejar é impor uma racionalidade que será assumida por todos. Seja qual for seu nível de desenvolvimento, uma sociedade só se transforma se tiver capacidade para improvisar, inovar, enfrentar seus problemas de maneira mais prática possível, mas numa perspectiva racional (FURTADO, op.cit.).

2.4.2 Opção pela racionalidade coletiva

O nível de desenvolvimento de uma nação está condicionado aos seguintes fatores: dinamismo e proficiência dos agentes produtivos, sejam eles públicos ou privados; eficiência na utilização dos fatores de produção, definidos pela tríade terra-trabalho-capital; quantidade e qualidade desses recursos. Logo, o subdesenvolvimento – visto por essa ótica econômica – qualifica-se pela pouca disponibilidade de capital, pela baixa eficiência na utilização dos fatores de produção, dados o reduzido componente tecnológico e a baixa qualificação da farta mão-de-obra, e pela debilidade dos agentes produtivos (HOLANDA, 1974).

Nota-se claramente que a maior parte do subdesenvolvimento está relacionada com a falta de acesso à educação de qualidade. Nesse estágio, obter-se-á o aprimoramento tecnológico, a melhor qualificação da mão-de-obra e a base para o rompimento da debilidade dos agentes produtivos locais, através da seleção, por mérito, das elites dirigentes. Todavia, sob a iminência desse último risco, naturalmente, não existiria interesse da atual elite dominante em ofertar uma educação de qualidade¹⁹.

A questão do capital é mais complexa, pois a teoria deixa implicitamente transparecer que o capital já estava disponível nos países desenvolvidos, da mesma forma que os recursos minerais, ou como se fosse uma “lei natural”. Existe uma sombra sobre a formação do capital. Segundo Hubbermann (1957), o capital acumulado nos atuais países desenvolvidos seria resultante da exploração das

¹⁹ Nota-se a persistência cultural verificada pelo uso do termo “gasto com educação”, por grande parte dos gestores políticos da educação nacional.

colônias e da exploração do trabalho, noutras palavras, por questões naturais da “Lei do mais forte”. Considerando a hipótese de que o Homem tem a capacidade de romper a “Lei das Selvas” por ser racional, o capital também poderá ser obtido de forma racional através do Planejamento. Em última análise, busca-se conciliar o dinamismo da livre empresa com a racionalidade do planejamento e, ao mesmo tempo, evitar os desperdícios sociais da produção capitalista – considerando aspectos de custos ambientais e sociais não internalizados –, bem como a burocratização e a lentidão de certos aspectos da intervenção direta do Estado no processo produtivo.

Segundo Newman *apud* Holanda (1974, p. 36), “Planejar é decidir antecipadamente o que deve ser feito, ou seja, um plano é uma linha de ação preestabelecida. “Segundo Woiler & Mathias (1994, p. 23): “Planejamento é o processo de tomada de decisões interdependentes, decisões estas que procuram conduzir a empresa para uma situação futura desejada”.

Isso posto, tanto em uma visão mais conceitual, quanto no contexto mais operacional, o processo de planejamento necessita de um diagnóstico, ou seja, de elucidar as atuais condições e suas causas para que se possa elaborar um prognóstico que concatene os objetivos a serem alcançados.

Não obstante, o processo de planejamento procura estabelecer uma relação entre o passado e o presente, identificando as características sociais, econômicas e tecnológicas que determinam o atual contexto. Mediante essa base de informações, pode-se qualificar as alterações necessárias para traçar um futuro diferente das tendências dos fatos passados. Nota-se que, se as conseqüências dos fatos passados implicassem em condições de desenvolvimento satisfatórias, não existiriam motivos de

se planejar uma modificação estrutural, isto é, de se buscar a ruptura da tendência passada.

Além disso, numa ótica mais moderna de planejamento, deve-se: antecipar soluções para problemas previsíveis; especificar medidas de política econômica necessárias para remover obstáculos que possam cercear a operacionalização do planejamento; e considerar a hipótese de ocorrerem fortes mudanças estruturais externas, qualificadas com base em estudos de cenários prospectivos para que se possa definir ações alternativas para melhor adaptação ao novo contexto (HOLANDA, op.cit.).

A necessidade do planejamento econômico, principalmente nos países em desenvolvimento, é notória e justificada por fatores relevantes, a saber (HOLANDA, op,cit):

- Conscientização de que a economia de mercado, através do sistema de preço, é incapaz de provocar as transformações estruturais para que essas economias ingressem em um estágio superior de crescimento sustentável, promovendo, em última instância, a melhoria da qualidade de vida;
- Verificação da debilidade do setor empresarial privado na expansão em áreas da atividade econômica, principalmente infra-estrutura, onde os benefícios sociais são itens fundamentais para a viabilidade dos projetos; e
- Condições históricas e institucionais bastante diferentes daquelas que proporcionaram o desenvolvimento dos países da Europa Ocidental e da América do Norte.

Inicialmente poderia parecer que as justificativas citadas estariam correlacionadas ao contexto histórico da época em que foram conjugadas, representando uma “fotografia” daquela realidade. Todavia, após décadas, são claros os indicadores que demonstram a lucidez das justificativas.

Em pequenos mercados, como no caso de países em desenvolvimento se comparados aos desenvolvidos, as imperfeições como oligopólios e práticas de conluio são, naturalmente, mais expressivas. Argumenta-se que um Estado regulador forte, capaz de coibir tais práticas, e a abertura do comércio - aumentando, assim, o número de agentes - reduziriam tais imperfeições. Todavia não se pode garantir que a experiência internacional dos países desenvolvidos seja aplicada com sucesso nos países em desenvolvimento, onde imperam condições completamente adversas. Além disso, existem vários exemplos em que o discurso de aplicação aos países em desenvolvimento difere, e muito, das práticas adotadas pelos proponentes (MORAIS, 2001 LAMPREIA, 2000 e MDIC, 1999). Considerando a própria natureza da classificação entre países desenvolvidos e países em desenvolvimento, torna-se inconsistente utilizar a mesma fórmula de desenvolvimento em ambos, isto é, a suposta economia de mercado.

A reflexão sobre o *desenvolvimento econômico* tem se concentrado no estudo do processo acumulativo das forças produtivas validadas conforme a performance de indicadores quantitativos selecionados, que representam o processo histórico de difusão do desenvolvimento industrial, ou seja, o que se convencionou chamar de *padrões de modernidade*. Sob este contexto,

(...) o papel da criatividade²⁰ no desenvolvimento há perdido nitidez, bem como toda relação entre a acumulação e os valores que presidem a vida social. Essa simplificação oculta a existência de modos de desenvolvimento hegemônicos que monopolizam a inventividade dos fins em benefício de certos países. (FURTADO, 2000, p. 45).

Como exemplo, citamos os efeitos perversos que países de desenvolvimento retardado sofrem conforme a orientação da tecnologia que são levados a utilizar. A adoção do modelo de crescimento econômico dependente de pacotes tecnológicos externos inibe a exploração das potencialidades próprias e, conseqüentemente, de um desenvolvimento sócio-econômico integrado às características ambientais, objetivando um desenvolvimento sustentável e soberano. Em última análise, o modelo de dependência tecnológica é um modelo suicida que entrega ao controle de forças externas a estrutura produtiva nacional (VASCONCELLOS & VIDAL, 1998).

A hipótese de que o livre comércio entre as nações desenvolvidas e em desenvolvimento traz benefícios para ambos é questionável. Mesmo considerando uma paridade tecnológica da indústria local perante a internacional, dificilmente a primeira seria competitiva, dadas as destoantes economias de escala, conforme os mercados atendidos. Cabe ainda ressaltar que, nos setores onde os países em desenvolvimento teriam condições competitivas, principalmente na agroindústria e nas indústrias de base, os países proponentes do livre mercado acenam com práticas protecionistas (MORAIS, 2001; LAMPREIA, 2000 e MDIC, 1999).

²⁰ “Ora, o progresso técnico é fruto da criatividade humana, da faculdade do homem para inovar. Portanto o que cria o *desenvolvimento* é essa faculdade que possibilita o avanço da racionalidade no comportamento. É nesse sentido que a idéia de desenvolvimento se liga intimamente à de eficiência, de maior racionalidade no comportamento humano, sendo a técnica um simples complemento dos meios naturais de que dispõe o homem para agir... Contudo parece não haver dúvida de que, nos últimos dois séculos, a criatividade humana tem sido principalmente canalizada para a inovação técnica.” (FURTADO, 2000, p.43).

Os objetivos de um plano de desenvolvimento correspondem a uma síntese da filosofia de planejamento, indicando qualitativamente os fins últimos a que deve estar subordinada toda a política do Governo nos campos social e econômico. Para tanto, é necessário que esse plano explicita, em termos quantitativos, as metas a serem alcançadas a fim de atenderem aos propósitos nele apontados.

Os instrumentos de política econômica utilizados pelos governos para alcançar os objetivos de planejamento podem ser classificados em: diretos – aqueles que implicam no controle de quantidades, seja mediante a produção direta ou pela fixação de quotas de racionamento de uso de determinados insumos ; e indiretos, ou seja, os que atuam no comportamento da oferta e demanda através de subsídios, impostos, incentivos, etc.

No caso de atuação direta do Estado, esses instrumentos são focados nas áreas de infra-estrutura econômica e social (como por exemplo, energia, transporte, educação, saneamento e outros), pois tendem a criar as condições favoráveis à realização de inversões mais diretamente produtivas, por parte do setor privado.

A implantação desses serviços básicos geralmente está a cargo do governo, pois são intensivos em capital e de longo prazo de maturação, além de trazerem consigo considerável benefício social não percebido pelas óticas privadas de investimento (HOLANDA, 1974).

O planejamento econômico pode assumir diferentes formas conforme o contexto em que se insere, mas é, primordialmente, definido mediante a estrutura econômica e sócio-política do país. Resume-se em dois grandes conceitos, a saber: **planejamento normativo** - aquele proveniente das economias planificadas, originado nos países socialistas, onde o Estado é preponderantemente o agente ativo de

implementação do Plano e os mecanismos de mercado são substituídos por complexos instrumentos de regulamentação direta; **planejamento indicativo** - relacionado aos sistemas econômicos mistos, ou seja, empresas públicas e privadas atuando de forma complementar, conforme suas respectivas especialidades e vocações.

Existem, ainda, outras inserções como: o nível de agregação - de variáveis macroeconômicas até as análises insumo-produto; a área de influência - nacional, regional, etc.; e o período de planejamento – longo, médio e curto prazo, ou seja, acima de 15 anos, entre 4 e 8 anos e menor que 2 anos, respectivamente.

2.4.3 A Racionalidade “Coletiva” Implementada no Brasil

Apesar dos conceitos e objetivos da ótica de planejamento, pode-se questionar os resultados práticos da política de planejamento implementada no Brasil. A antítese seria acreditar que a aplicação natural das condições de mercado solucionaria as pendências deixadas pela política de planejamento. Apesar dos avanços industriais obtidos pelos países da América Latina, com especial atenção ao Brasil, o grau de subdesenvolvimento centrado nas questões sociais não foi rompido. Pode-se, então, pressupor que o planejamento nacional não foi operacionalizado por completo, pois avançou apenas na base produtiva. Além disso, trata-se de um avanço parcialmente viciado que só se mantém com a mesma política de fomento industrial até então aplicada. O desenvolvimento alcançado não se tornou auto-sustentável, pois o elo principal, isto é, o fator humano não foi devidamente, na melhor análise, fomentado e, conseqüentemente, o conjunto de pessoas excluídas do modelo econômico foi

ampliado. Em uma visão mais restrita, verificam-se avanços do “direito do consumidor”, mas, se o indivíduo estiver fora da casta consumidora, a garantia de seus direitos torna-se, por assim dizer, teórica.

Segundo Buarque (2000), o exposto foi resultado da alucinação social da “Grande Mentira”, onde, em nome do “desenvolvimento”, a massa trabalhadora expandiu a renda nacional acreditando na promessa da distribuição futura. Nossa inserção internacional se baseou em um conjunto perverso de mão-de-obra barata e excedente de recursos naturais. Continuar a acreditar que a riqueza erradicará a pobreza faz com que a tragédia social brasileira continue, além de manter a verdadeira possibilidade de erradicação em um cristal opaco. A pobreza só se erradica, em médio prazo, com a ruptura do atual modelo, invertendo a única e exclusiva prioridade de infra-estrutura produtiva pela “infra-estrutura humana”. A ruptura desse ciclo vicioso se dará com investimentos na educação de qualidade universal para a massa de excluídos pelo atual modelo, bem como com o fomento para produzirem aquilo de que eles mesmos precisam para sair da pobreza, ao invés da postura paternalista do assistencialismo vicioso e anacrônico.

A revisão proposta é fundamentada pela inserção da variável ética no contexto econômico. Fazendo uso da tese de Buarque (1995, p.19):

A revolução das prioridades visa estudar como passar de uma modernidade técnica para uma “modernidade ética”. Entendendo a primeira como uma modernidade que se identifica conforme o meio que usa, e a segunda com os objetivos aos quais se propõem. Essa ruptura de contexto ou continuidade deve estar calcada sobre os erros que o Brasil cometeu para construir a lamentável condição social atual. O comumente uso do termo “crise econômica” possibilita a conjectura que são apenas alguns detalhes que estão errados no processo de desenvolvimento subjugando a real necessidade de mudança estrutural. A opção ou definição das prioridades nacionais foi equivocada, o que cristalizou uma estrutura sócio-econômica deformada. Assim, “tragédia” seria o adjetivo que melhor o representa

Segundo o mesmo autor (op. cit.), são dez os erros ou, digamos, pecados capitais no modelo de desenvolvimento nacional. Contudo ele deixa claro que, em última análise, todas as prioridades contidas nos planos nacionais foram alcançadas. A educação e o avanço social não se realizaram, simplesmente porque não eram prioridades, pois a concepção de desenvolvimento econômico se confundia com crescimento econômico e naturalmente, por uma visão liberal de mercado, traria solução aos problemas sociais. Dentre os dez erros, destacam-se, além da opção intrínseca de “desenvolvimento” econômico que dependia da concentração de renda, o grande equívoco de formar uma geração inteira de pensadores voltados para observar a sociedade apenas como um fenômeno econômico. Além disso, continua ele, “importamos uma visão de que a explicação dos fenômenos sociais decorre apenas de entender ao invés de apreciar o processo social” . E conclui: “(...) esta falta de sentido ético do fenômeno social serviu para legitimar todos os equívocos, por exemplo, deseja-se entender a oferta e a demanda de alimentos e não apreciar uma sociedade onde haja fome”. Cabe ressaltar que essa crítica supera a visão capitalista. Segundo o autor, a maior parte das visões socialistas do problema brasileiro também incorreram nesse equívoco teórico. Viram, e vêem, o processo social como algo a ser apenas captado como na física, e não, apreciado como nas artes. “Não inventamos uma ciência social que fosse capaz de ter conteúdo ético”.

Isso posto, percebe-se uma “encruzilhada” ou “armadilha” pela opção do desenvolvimento nacional. Atualmente, abdica-se de um instrumento de planejamento de enfoque indicativo por uma ótica de livre mercado, mas, lamentavelmente, sob a crença de que traria maior eficiência econômica e mais benefícios para a sociedade. Na verdade, vislumbra-se uma “nova grande mentira”, pois a variável ética – que é condição *sine qua non* para viabilizar a ruptura das estruturas patrimonialistas – não

faz parte, como se buscou demonstrar, do contexto da aplicação das condições de mercado.

Entretanto a variável ética é possível de internalização sob o contexto da ótica de planejamento. Com a inserção dessa variável no contexto econômico, focando principalmente o investimento educacional no sentido mais amplo - não só na qualificação de mão-de-obra, mas também na formação da cidadania - a reestruturação patrimonial e de renda passam a uma questão meramente temporal, ao invés de utópica nas condições políticas e econômicas vigentes. Por fim, a sustentabilidade da base produtiva e, principalmente, da base humana estaria garantida e distante das condições de dilapidação em que se encontra, pois o bem-estar social, hoje, é o conceito mais utópico da teoria econômica.

2.4.4 As Tendências Cíclicas Vislumbradas sob o Novo Modelo do Setor Elétrico

Com a descrição dos ciclos de acumulação sistêmica, mas principalmente com a base teórica dos movimentos pendulares das estruturas organizacionais definidos por Pirenne, argumenta-se que a hipótese do livre mercado de energia no Brasil também sofrerá a tendência para retornar ao modelo de planejamento otimizado e determinativo ou, mais provavelmente, a algum modelo misto em que os princípios de planejamento sejam operacionalizados. Cabe salientar que o conceito é cíclico, mas a forma de aplicação do modelo não necessariamente. Tende a ser mais complexa, porém com o intuito de ser mais eficiente.

Essa hipótese justifica-se não só pelos antecedentes históricos, mas também pela contínua verificação de que o mercado livre competitivo não garante o mercado

ótimo em áreas onde se necessita do planejamento de longo prazo e de caráter cooperativo. Noutras palavras, verifica-se, lamentavelmente, que o ótimo individual não garante o ótimo coletivo.

O primeiro indicador pôde ser observado pela mudança, pelo menos na intenção, da matriz energética brasileira, de expandir a oferta de energia elétrica de origem hidráulica em detrimento da expansão térmica, principalmente por gás natural – predominantemente importado. Os instrumentos de avaliação técnico-econômica baseados nos métodos do fluxo de caixa descontado indicavam como mais atrativa, ao capital privado, a expansão por usinas térmicas de ciclo combinado. Entretanto, sob a ótica de planejamento sistêmico, questões que atualmente são consideradas como fatos que deslocaram a atratividade da expansão termoeletrica - risco cambial, preços do petróleo e, ainda, questões ambientais - seriam facilmente internalizadas nas análises de sensibilidade e de cenários prospectivos, como realmente foram, quando da proposta desta tese (início de 1998) e que serão desenvolvidas no capítulo IV.

Atualmente, como consequência da falta de planejamento sistêmico, observa-se o descompasso entre a crescente demanda e a oferta disponível. Verifica-se que os agentes privados buscam substituir o mercado pela “suspensão” descrita no item 2.3.2, ou seja, a expansão da oferta de energia está condicionada à celebração de “contratos de longo prazo”, comumente chamados de “*Power Purchase Agreement*”. Todavia nota-se que a postura do capital privado é a de que não haja risco algum sobre os investimentos, pois questões como a garantia de repasse imediato das variações cambiais e do preço do gás às tarifas – leia-se consumidores finais – são consideradas impeditivas da implementação dos projetos, apesar do benéfico Plano Emergencial de Incentivos às Termoeletricas, criado pelo governo federal, em 1999, para alavancar os projetos. Em ultima análise, a principal diferença entre a expansão do setor pela

estrutura estatal e aquela a ser empreendida pela estrutura privada é a taxa de desconto utilizada para viabilizar os empreendimentos, enquanto o efeito da concorrência como redução de preços aos usuários finais ficou apenas na crença. Com efeito, o mercado consumidor pagará caro pela falta de planejamento sistêmico ou pela aplicação do planejamento do capitalismo.

Percebe-se, nessas condições, que um ambiente propício para a guinada de política vem se tornando evidente. A mudança da política de liberalização do mercado de combustíveis vem fortalecer a hipótese de que a Petrobrás seja o instrumento de aplicação da política governamental para a expansão da oferta de energia elétrica através do aproveitamento do potencial de cogeração de energia em suas refinarias (COIMBRA e SCHÜFFNER, 2001b). Nota-se também que, no debate em torno do novo modelo de privatização do setor elétrico, principalmente no de oferta de energia elétrica – uma das áreas consideradas aptas ao mercado concorrencial –, a tentativa do Estado de manter o poder de decisão final é um outro sinalizador da guinada, ou simplesmente a verificação do movimento pendular de Pirenne.

Durante o ano de 2001, aconteceram diversos fatos que fortaleceram a hipótese de verificação das tendências cíclicas no setor elétrico. Os questionamentos e temores sobre a garantia da expansão da oferta pela ótica privada e a regulação meramente burocrática do mercado – leia-se por atuação das Agências Reguladoras - demonstraram-se pertinentes.

O racionamento de energia elétrica nas regiões sudeste e nordeste, institucionalizado na medida provisória n 2.148-1/01 , bem como a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica podem ser considerados a materialização dos temores. Argumentos como “O culpado foi São Pedro” – apesar da blasfêmia - foram

desmistificados, pois os reservatórios estavam sistematicamente em processo de deplecionamento (GCE, 2001b). Hipóteses de regulamentação pela metade não tinham sustentação de fato, na verdade, apenas justificativas dogmáticas. Krugman (2001c, p. A11), ao analisar a crise de energia elétrica no Estado da Califórnia - EUA – argumenta:

Segundo o que parece estar virando sabedoria convencional, burocratas impediram que o Estado tivesse uma desregulamentação real, criando, em seu lugar o pior dos mundos. É uma visão consoladora: permite que os verdadeiros crentes na infalibilidade de mercados livres se agarrem à sua fé e também que as autoridades desregulamentadoras de outros Estados continuem afirmando que isso não pode acontecer ali. (...) Bem, não foi assim que aconteceu. Os defensores da desregulamentação deviam parar de dar desculpas e examinar seriamente o que saiu errado.

O problema foi físico, ou seja, a expansão da oferta não foi significativa para garantir o crescimento do consumo aos níveis adequados de confiabilidade. A conclusão da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica foi pragmática ao relatar que o atraso de obras e o contingenciamento econômico de novos projetos previstos para entrarem em operação nos últimos anos foram os responsáveis pela crise no abastecimento de energia elétrica (GCE, 2001).

Posteriores argumentos em prol das regras de mercado borbulharam sobre o fato de aproximadamente 80% da geração ainda estar sob gestão estatal e, por isso, não haver a expansão desejada. Tais argumentos rapidamente se desmancharam no ar quando se verificou que essas estatais não tinham autonomia gerencial para alavancar os projetos que fossem pertinentes, haja vista estarem incorporadas ao Programa Nacional de Desestatização (BRASIL, 1997b). Quando incorporadas ao programa, dentre outras medidas gerenciais, as respectivas estratégias devem atender plenamente aos objetivos do programa sob gestão do Fundo Nacional de Desestatização (FND), administrado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Social -

BNDES. Como o objetivo era a privatização e a maximização dos resultados econômicos a serem repassados ao tesouro, os planos de investimento estavam sob controle gestor do FND. Cabe salientar que, apesar de extremamente intervencionista, esse procedimento, a rigor, é coerente e harmônico com a premissa do modelo segundo o qual a expansão da oferta deva se realizar pela iniciativa privada, ou seja, pela lógica do modelo, um novo empreendimento efetuado por empresas estatais é uma oportunidade a menos de negócio para agentes privados.

Porém não se pode, de forma dogmática, atribuir a responsabilidade do desequilíbrio setorial aos agentes privados. A taxa de câmbio pressionou sobremaneira os custos das novas térmicas, bem como os preços do gás atrelados ao mercado internacional do petróleo. O regulador não ajustou, de forma sincronizada e nem a tempo, o valor normativo dos custos da energia livremente negociada aos novos patamares de preços, hajam vista as ocorrências anteriores. Além disso, as distribuidoras não fecharam contratos de longo prazo – PPA – que viabilizassem as usinas termoeletricas. Dados os atuais e elevados patamares de preços associados à longevidade desses contratos, as concessionárias de distribuição relutaram. O receio originava-se do fato de que, mediante a gradual e progressiva liberação do mercado de consumidores cativos, não teriam condições competitivas com novas ofertas de energia elétrica que estariam se viabilizando, num segundo momento, sob um contexto econômico mais favorável que o atual. Além disso, dado o horizonte de planejamento, novas opções tecnológicas de energia seriam factíveis, o que aumentaria o risco de comprometimento em contratos de longo prazo.

Assim, a pergunta que não cala: Quem seria o culpado?. Em última análise, a questão macro foi a opção política de declinar do racionalismo do planejamento em prol da anarquia do mercado competitivo. Traduzindo os fatos anteriores, os

acontecimentos são oriundos da aplicação das próprias condições de mercado. O câmbio flutua conforme as relações de oferta e procura, a política do preço do gás segue a doutrina de mercado com sua respectiva liberalização. O Valor Normativo²¹, visto como um indicador do preço de expansão, ou seja, de longo prazo, realmente, não pode acompanhar a formação de custos conjunturais de curto prazo. O mercado livre de consumidores de energia elétrica retira a âncora dos empreendimentos das distribuidoras e, conseqüentemente, dos contratos de longo prazo. Em suma, as resultantes individuais das principais variáveis que condicionaram a expansão da oferta estavam sob regras de mercado, mas, por efeito perverso ou irônico, inviabilizaram o objeto final.

Isso posto, percebem-se movimentos institucionais para a chamada revitalização do setor de energia elétrica, a fim de eliminar os entraves a sua expansão. Vislumbram-se, dentre outras: a reestruturação do Ministério das Minas e Energia para fortalecer o planejamento do sistema e coordenar, de forma executiva, a política de fomento à expansão de oferta por fontes alternativas e renováveis; a postergação das privatizações das geradoras estatais e, conseqüentemente, a eliminação das amarras de investimentos impostas pelo PND; a dilatação da vigência dos contratos iniciais a fim de minimizar o impacto tarifário sobre os consumidores quando da liberalização dessa energia; e por fim, a completa dissolução do ícone do mercado livre, o MAE e sua substituição por uma autarquia executiva.

Percebem-se, nitidamente, ações voltadas para o que chamamos de “regulação operativa” do setor, ou seja, o planejamento da expansão subjugando o sinal econômico do MAE para sinalizar a oferta de forma eficiente e confiável; a

²¹ Resolução, Aneel, n. 22/2001.

operacionalização do fomento direto às fontes alternativas como forma de internalizar os benefícios totais que elas geram sob a ótica de planejamento integrado de recursos, ao invés de depender apenas dos sinais econômicos do VN diferenciado por fonte²²; a oferta de grande porte ainda sob o direcionamento do Estado, ao optar por postergar as privatizações e eliminar as amarras à expansão dessas empresas; e por fim, mas não menos importante, o desmoronamento do sofisma vendido na reforma do setor elétrico segundo o qual a atividade competitiva na geração traria ganhos para os consumidores. Finalmente percebeu-se que, numa atividade de custos marginais crescentes, o preço do mercado – que tende a ser único – é determinado pelo mais ineficiente, ou melhor, pela nova energia que, nesse caso, é a mais cara. O choque tarifário nada mais seria do que a quantificação do excedente do produtor, conforme preconiza a eficiência econômica do mercado competitivo. Se este não é interessante devido ao impacto sobre os consumidores, então a opção do modelo até então proposto também não é. Por mais irônico ou previsível que seja, o ciclo novamente tende a se fechar, porém em uma velocidade surpreendente.

²² Esses sinais demonstraram-se inócuos aos seus objetivos, pois não se teve notícias significativas de contratos de fontes alternativas sob suas regras.

PARTE II – PLANO EXPERIMENTAL

O objetivo do Plano Experimental é complementar as conclusões obtidas no Plano Teórico, através da quantificação dos impactos sobre a modicidade tarifária, oriundas da opção de expansão da oferta de energia elétrica sob condições de mercado, isolando os instrumentos de planejamento sistêmico.

No desenvolvimento do modelo experimental, além da formulação do preço final da energia elétrica, será internalizado o encadeamento de conjecturas futuras sobre a sua formação , através da elaboração dos cenários prospectivos em três fases, a saber:

A primeira etapa consolida, através da análise comparativa, a tendência de expansão da base de geração de energia elétrica por fonte. Primeiramente, é efetuada uma análise por inspeção dos custos de geração por fonte. São elaboradas as primeiras observações sobre a tendência de expansão do parque gerador. A principal base de dados é o plano decenal de expansão 2000-2009 (ELETROBRÁS, 2000). Todavia, sob a ótica do novo modelo, o que determinará o real preço da energia a ser ofertado é a combinação dos custos de geração com os respectivos custos de transporte.

A determinação do custo de transporte foi definida pelo Órgão Regulado do Setor Elétrico Brasileiro conforme a aplicação de Metodologia Nodal, ou seja, cada barra do sistema tem uma tarifa de uso. A tarifação é determinada conforme a matriz de sensibilidade do fluxo de potência do sistema elétrico (ver anexo I) . Assim, o real nível de comparação de custos entre a geração hidroelétrica e a geração térmica será efetuado pela quantificação e agregação de seus custos de geração e de transporte.

Cabe ressaltar que as análises e conclusões derivadas dos resultados encontrados na primeira fase definem o cenário de referência ou base do setor elétrico brasileiro. Nessa quantificação, os principais parâmetros macroeconômicos que influenciam a formação do preço – especificamente, taxa de câmbio e preços internacionais do petróleo - estão valorados à época do projeto Reseb, isto é, início de 1998.

A segunda etapa representa o resultado da análise de atratividade dos investimentos sob a ótica de planejamento a custo mínimo, em contraposição à atratividade oriunda da análise de mercado competitivo, isto é, os resultados anteriores. A ferramenta utilizada para aprimorar o método de planejamento setorial, como já sinalizado no Plano 2015 (ELETROBRÁS, 1993), foi a estruturação dos cenários prospectivos que vislumbram, no médio e longo prazo, os fatos que possam influenciar sobremaneira os preços da geração de energia elétrica. Através de métodos quantitativos adequados, almeja-se internalizar tais sinalizações. São delimitados três principais “vetores”, ou parâmetros de sensibilidade oriundos das conjecturas das análises prospectivas. O primeiro, internaliza os efeitos de uma elevada variação da taxa de câmbio, fato que veio a ocorrer por ocasião da mudança na política cambial brasileira, no início de 1999. O segundo busca internalizar a variação do preço real do gás natural em função do preço internacional do petróleo que, apesar de concorrente, determina, de forma proporcional, o preço do primeiro. Por fim, o terceiro vislumbra a possibilidade da operacionalização de instrumentos financeiros equivalentes que incorram na internalização dos custos ambientais oriundos da emissão de dióxido de carbono (CO₂) e seus reflexos nos custos de geração. Mediante a posse desses dados, os custos de geração de energia elétrica por tecnologia serão recalculados

através de um dos métodos do fluxo de caixa descontado, para averiguar o possível grau de competitividade entre a expansão térmica e a hidroelétrica.

Por fim, são consolidados os cenários – com os resultados das variações dos vetores delineados - para reavaliar a decisão de expansão do parque gerador nacional, conforme as projeções. Nota-se que, se os valores estimados indicarem que a decisão do cenário de referência (pela lógica de mercado de curto prazo) seja questionável, isso implica em que a suposta regulação dos agentes de mercado não é condição suficiente para garantir a melhor oferta de energia aos usuários finais. Essa concepção final é apresentada, a seguir, na Figura II.1.

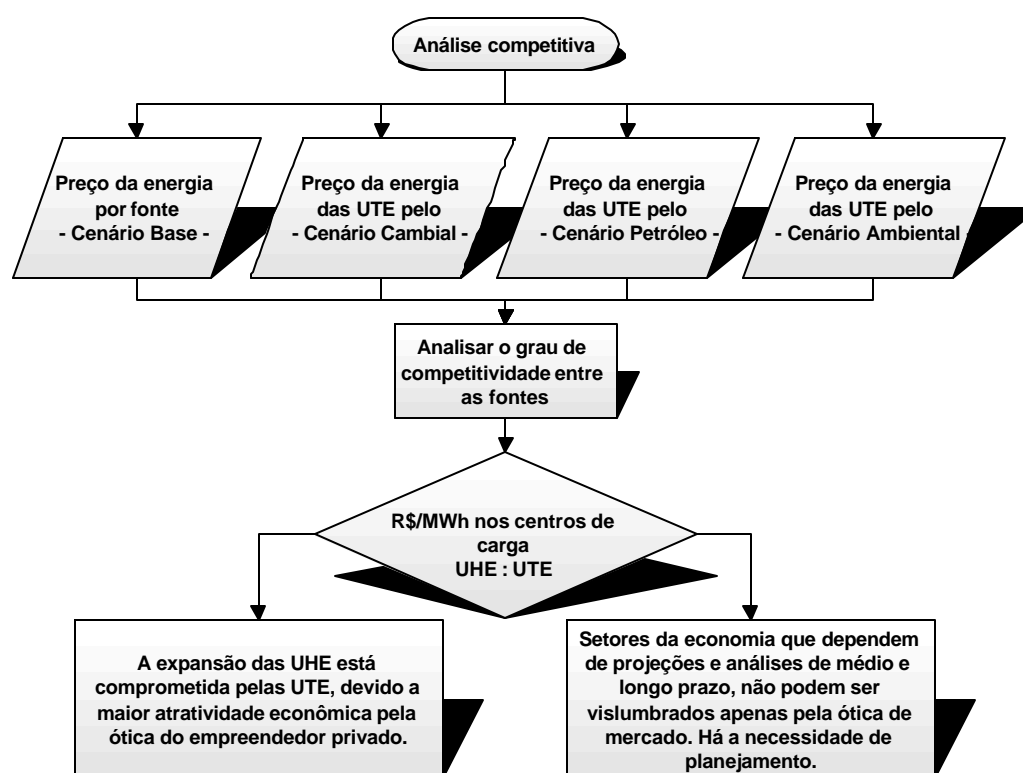


Figura II.1 – Consolidação do modelo experimental

Cabe salientar que a modelagem de precificação desenvolvida é parcial no que se refere aos ganhos energéticos operativos do sistema hidroenergético que não estão

quantificados. O tratamento dessa limitação da modelagem, bem como as considerações para as conclusões são apresentados no item 4.1.

Por fim, com o intuito de quantificar a ordem de grandeza dos impactos que o tipo de expansão da oferta de energia elétrica possa ocasionar sobre os consumidores - objeto do capítulo V - serão estimados seus efeitos sobre as revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição selecionadas.

Com o intuito de apresentar o contexto setorial, são brevemente descritas, no capítulo III, a formação do setor elétrico brasileiro, suas fases e a recente reforma institucional, consolidada no Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

III SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: SUA ESTRUTURAÇÃO, SUAS FASES E TENDÊNCIAS FUTURAS SOBRE A RECENTE REFORMA INSTITUCIONAL

O objetivo deste capítulo é efetuar uma breve revisão da estrutura do setor elétrico brasileiro, descrevendo os principais eventos que definiram ou moldaram suas fases até o presente momento. Feito isso, são contextualizadas as conjecturas e as perspectivas segundo as quais o setor elétrico poderá se desenvolver, com base na concepção da recente revisão institucional e econômica concatenada no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto Reseb.

3.1 A Lembrança

3.1.1 A Formação (1ª fase)

Consideram-se, hoje, como marcos iniciais do uso da eletricidade em escala comercial: os serviços de Campos - RJ, por iniciativa da Câmara Municipal, baseados em uma usina térmica de 50 CV, em 1883, com o objetivo inicial de substituir a iluminação pública a gás; e a usina hidroelétrica de Marmelos, com 200 kW, inaugurada, em 1889, em Juiz de Fora - MG, por iniciativa do industrial Bernardo Mascarenhas, com a finalidade de atender sua fábrica de tecidos durante o dia e de iluminar logradouros públicos durante a noite. (LEITE, 1997)

Os serviços de eletricidade em toda a cadeia da indústria, ou seja, desde a geração até a distribuição, devido à inexistência de legislação específica, eram baseados apenas nos atos de concessão e no correspondente contrato entre o

concessionário e o poder público. Este poderia ser representado indistintamente pelo governo federal ou pelos governos estaduais, dependendo da natureza e da abrangência do objeto do contrato. Nesse contexto, na virada entre o penúltimo e último século, estavam em operação várias iniciativas privadas locais de geração de energia elétrica, especialmente nos estados do Sudeste brasileiro. A maioria era promovida por empresários cujas atividades agrícolas, comerciais, industriais e financeiras estavam vinculadas às localidades a serem beneficiadas pela introdução dos novos serviços. Surgiram também, nessa época, empresários e promotores de grandes negócios, vindos do exterior, que se interessavam em participar da modernização e industrialização da capital da República e da cidade de São Paulo. Entre os interessados, encontravam-se alguns que, reunidos a partir de 1897, iriam dar início ao empreendimento de maior relevância no desenvolvimento – não só da oferta, mas também dos serviços de uso final - da energia elétrica e da área a ser por ela servida: a Light São Paulo e, posteriormente, a Light Rio. Questão importante, em tais contratos, era a necessidade de prever atualizações tarifárias face à continuada, embora em geral modesta, desvalorização da moeda nacional. Uma solução foi a introdução da “cláusula ouro”, dada a relevância para as empresas de capital estrangeiro que necessitavam adquirir divisas para cobertura de encargos financeiros externos e remessa de dividendos²³. Por esse mecanismo, as tarifas eram definidas parcialmente em papel-moeda e em ouro, que era atualizado pelo câmbio médio mensal. (LEITE, op. cit.)

²³ Nota-se que, à época, a moeda americana não havia se “universalizado”, fato marcante após a Segunda Guerra Mundial (SINGER, 1999)

3.1.2. A Embrionária Política Nacional de Energia Elétrica (2ª fase)

Até a aprovação, em 1934, do Código das Águas, na base de contratos específicos, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram desenvolvidos sem relevante interferência do Estado. Eram organizados sob a forma de sistemas independentes e isolados, atendendo preferencialmente às maiores concentrações urbanas (LEITE, op. cit.). O referido código, além de regulamentar todos os aspectos envolvidos no uso dos cursos d'água, tais como a propriedade e uso comum pela União, estados e municípios e o princípio de desapropriação, antevia o importante papel destes na emergente indústria da eletricidade, bem como a necessidade de usar a regulamentação como caminho para a socialização de seu uso e propriedade. (RESENDE e ALQUÉRES, 1993)

Formado o Governo Provisório (1930/1934) e consonante sua vocação política, foram suspensos todos os atos relativos aos aproveitamentos de quedas d'água e extinta a “cláusula-ouro”, pois o instrumento que internalizava a desvalorização da moeda para as concessionárias originava, também, suspeita de eventuais ganhos indevidos (LEITE, 1997).

Dadas as condições iniciais, o Código das Águas normatizou que os aproveitamentos dependeriam de concessão ou autorização do governo federal, mas reconhecia os direitos de empresas estrangeiras em operação. Quanto ao regime econômico, foi adotado o princípio do custo histórico (contábil), no qual se basearia o cálculo da tarifa. Esse princípio, que sofreu várias adaptações, vigorou por cerca de sessenta anos, tendo sido legalmente revogado pela Lei n. 8631/93. Além do novo arcabouço regulatório à época, o desenvolvimento do setor elétrico deixou de depender apenas dos instrumentos de mercado, ou seja, da ação individual da

iniciativa privada condicionada à atratividade sob sua ótica, e passou, ainda que incipientemente, a ser planejado. Para isso, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica subordinado à presidência da república.

Sob o efeito da mudança do quadro institucional - o qual não foi inerte aos diversos e longos questionamentos jurídicos dos agentes do setor -, das dificuldades de importação, durante a II Guerra Mundial, de equipamentos para a expansão dos serviços, os quais o parque industrial nacional não tinha condições de substituir, e da inflação resultante de economia de guerra, os serviços de eletricidade se deterioraram.

As tarifas não eram reajustadas havia tempo e estavam “corroídas” pelos efeitos provocados pela inflação. A hipótese de atualização monetária dos ativos para basear o cálculo da remuneração das empresas concessionárias não era cogitada. Com efeito, a questão tarifária deu origem à disputa permanente entre o poder concedente e as concessionárias. Estavam em jogo não só questões de princípios quanto à melhor forma de organizar os serviços de utilidade pública, mas também aspectos populistas, agravados pelo predomínio das empresas estrangeiras. (LEITE, 1997)

Sobre uma base tarifária artificial, os recursos gerados pelas empresas eram insuficientes, até mesmo, para devida manutenção e operação dos sistemas e, portanto, totalmente inadequados para sustentar o programa requerido de expansão territorial dos serviços (LEITE, op. cit.). Isso posto e sob a pressão da crescente demanda de energia, o Estado Novo, a partir de 1940, reviu posições, buscando criar incentivos à expansão dos serviços. Todavia, como não ocorreram avanços efetivos sobre a questão tarifária, item básico para se buscar o equilíbrio econômico-financeiro - condição *sine qua non* à manutenção e à expansão das atividades - os serviços continuaram a se degradar. Essa tendência foi revista quando da instalação da

Assembléia Constituinte de 1946, em que foram definidos novos rumos da regulamentação.

Nessa fase, com o governo sob a administração do General Eurico Gaspar Dutra, o debate sobre a reestruturação dos setores de infra-estruturas foi mais técnico do que ideológico, apesar de reduzida implementação física. Os principais instrumentos organizados foram o Plano SALTE – saúde, alimentação, transporte e energia – e a Missão Abbink. Em ambos, a função do Estado era complementar as atividades delegadas à iniciativa privada. Entretanto, com o retorno de Getúlio Vargas ao poder, foi impossível a execução das propostas almejadas no processo de reordenação anterior. Inexeqüível não só por questões de consistência ideológica – apesar de retomar o caráter intervencionista do Estado, o governo buscava também atrair capital estrangeiro -, mas também pelos acontecimentos determinantes da insustentável governabilidade, que culminaram na tragédia do desaparecimento do Presidente da República. (LEITE, op. cit.)

3.1.3 O Estado Empreendedor (3ª fase)

Apesar da falta de referência clara e de instrumentos de ação do poder central até meados da década de 50, a atuação efetiva do Estado sobre o setor se deu na esfera estadual²⁴, haja vista o processo de debilidade pelo qual passavam as empresas do setor privado, anteriormente mencionado.

²⁴ Cabe salientar que a primeira intervenção direta do governo federal, apesar de isolada, no setor de energia elétrica foi decidida no final do governo do presidente Getúlio Vargas, com a criação da Chesf – Companhia Hidroelétrica do São Francisco. Tratava-se, de fato, de gerar energia para uma região que não havia sido bem atendida pelas empresas locais. Nota-se que o modelo de sustentação da Cia. era paternalista, ou seja, ofertar energia “barata” à região

Assim, em 1952, durante o governo de Juscelino Kubitschek e a partir dos moldes institucionais propostos pelo ex-governador Milton Campos, eram constituídas as Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A, empresa de capital misto, tendo como principal missão garantir a infra-estrutura energética necessária para alavancar o desenvolvimento industrial e econômico do Estado de Minas Gerais.

No Rio Grande do Sul, foi estruturada a Comissão Estadual de Energia Elétrica – CEEE- sob o conceito de prestação de serviço público, com investimentos sustentados pelo orçamento do próprio Estado. Diferente da opção mineira, a inserção no âmbito da administração pública direta e a posterior relutância em transformá-la em empresa refletiam a concepção de que os serviços de energia elétrica não pertenciam às atividades economicamente produtivas e rentáveis. Nesse contexto, a CEEE representava um peso considerável para o orçamento estadual. Mesmo com o socorro federal, que a transformou em empresa, permaneceu por longa data instável economicamente (LEITE, op. cit.).

Entretanto, a CEMIG, organizada como empresa produtora economicamente autônoma e capaz de gerar os recursos financeiros, viabilizou-se para dar sustentação ao processo de crescimento continuado e promover o desenvolvimento industrial e agro-industrial de Minas Gerais, atendendo, em suma, às expectativas e motivações de sua criação. Segundo LEITE (op. cit., p. 96):

A manutenção intransigente desses princípios consolidou a empresa. Trata-se, sem dúvida, da melhor história de sucesso de todas as experiências de âmbito estadual. Dela partiram, aliás, elementos decisivos para a constituição, em 1956, da Central Elétrica de Furnas que, por sua vez, e durante muito tempo, representou o melhor exemplo de eficácia possível da ação governamental como agente econômico direto no campo da energia.

desprovida de recurso. Logo, como não tinha capacidade de auto-financiamento para futuras expansões, estas foram patrocinadas pelo orçamento federal.

Independentemente dessas iniciativas, ocorriam dois processos distintos e paralelos, no plano da política nacional (LEITE, 1997):

- Persistia, na prática, mesmo depois do Código de Águas de 1934 e da Constituição de 1946, a indefinição quanto à questão central do regime econômico das empresas de energia elétrica.
- Iniciavam-se as tentativas do planejamento econômico nacional, nas quais se evidenciava a escassez de energia e a contradição essencial entre a necessidade de rápida expansão da capacidade produtiva e a dificuldade de assegurar o seu financiamento.

Esses processos conflitantes evidenciam-se: na proposta que o Conselho Nacional de Economia intitulava “Organização dos Serviços e Diretrizes para o Desenvolvimento da Eletrificação do País”, em 1952, que tinha por objetivo definir o foco do planejamento; e no “Memória Justificada do Plano Nacional de Eletrificação”, organizado pela Assessoria Econômica da Presidência, em 1954. O primeiro, apresentado no princípio do segundo governo Vargas, preservava a atuação suplementar do Estado no setor. Para tanto, propunha mudanças no Código das Águas, principalmente da base de cálculo da tarifas, a fim de viabilizar a expansão dos sistemas conforme a atratividade privada. Além disso, era contrário ao planejamento central, recomendando enfoque de âmbito regional. Todavia apenas essa última recomendação ecoou sobre o segundo documento, já ao final do governo Vargas.

O relatório AEP destacava a inexistência de reservas de carvão mineral de boa qualidade, a pequena produção de petróleo, os inconvenientes da utilização intensiva de lenha, mas sinalizava para a opção pelo vasto potencial hidráulico do Brasil

inproveitado²⁵. Segundo a AEP, apesar da vultosa imobilização inicial de recursos, bem como do longo tempo de capital investido, a exploração hidroelétrica apresentava vantagens comparativas, hajam vista os baixos custos de operação, o reduzido desgaste dos equipamentos e o processo de obsolescência demorado. Com efeito, o Estado deveria intervir de forma decisiva na geração e transmissão de energia elétrica, devido à necessidade de elevados investimentos iniciais na geração de energia de origem hidráulica, à complexidade dos empreendimentos, mas principalmente às experiências de países mais desenvolvidos (Estados Unidos, Europa Ocidental), onde, desde o nascedouro, a indústria de eletricidade se estruturou e se desenvolveu com atuação direta do Estado. (ELETROBRÁS, 1988)

Todavia não se avançou na questão tarifária. Apesar de se reconhecer que a taxa de remuneração permitida dificultava a expansão do setor, a hipótese da atualização monetária dos ativos estava descartada, ignorando-se a corrosão inflacionária do valor do patrimônio do qual dependia a remuneração legal de 10% à época. Com efeito, as condições de “justa remuneração do capital”, bem como da possibilidade de novos investimentos tornavam-se remotas. A idéia que prevalecia era a da possibilidade de “reavaliação” dos ativos, mas sujeita aos ajustes tributários, pois o mero ajuste tarifário poderia pressionar a balança de pagamentos, em virtude da expansão da remessa de lucros num período de escassas divisas. (ELETROBRÁS, op. cit.)

Apesar da abrangência do Plano Nacional de Eletrificação, a questão do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias fora negligenciada. Percebia-se que a iniciativa privada estaria sendo subjugada pela necessidade de instituição e

²⁵ Em 1954, a capacidade hidráulica instalada era de 2.173,2 MW, ou seja, 3,7 % da capacidade instalada em 1999 (Eletrobrás, 1988 e 2000).

fortalecimento de empresas sob o controle estatal (LEITE, 1997). Depois de sustentar que os critérios de rentabilidade exigidos pelos investimentos da iniciativa privada e do poder público eram necessariamente distintos, o texto aplicava essa distinção para os investimentos nas atividades de geração, sugerindo a expansão da oferta de energia elétrica pelo Estado. (ELETROBRÁS, 1988)

O segmento de geração de energia elétrica, gargalo da crise²⁶, e de investimentos mais elevados, exigira a intervenção direta do Estado. O segmento da distribuição, no qual o capital fixo necessário era relativamente inferior e de menor prazo de amortização, seria alocado às empresas privadas. Contudo não estava descartada a participação do poder público na atividade de distribuição quando necessário, da mesma forma que a iniciativa privada poderia atuar na geração de eletricidade sempre que fosse atrativa sob sua ótica. Em suma, o objetivo do Plano Nacional de Eletrificação era cobrir o déficit de oferta de energia regularizando-a com a demanda até 1965. Para tanto, além do incremento da capacidade de geração de energia elétrica, previa-se a otimização dos recursos energéticos através da interligação dos sistemas existentes, unificando a frequência da corrente, bem como a padronização dos níveis de tensão de transmissão.

A criação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás- estava contemplada no Plano. Concebida como empresa pública de âmbito nacional, seria o ente de execução e operacionalização do Plano. Contudo apenas se efetivaria no início dos anos sessenta. (ELETROBRÁS, op. cit.)

A reorientação política foi exeqüível quando Juscelino Kubitschek, em 1956, é empossado presidente da República. Durante o seu governo, o capital externo foi

²⁶ Mera coincidência com os dias atuais ou mais uma verificação das tendências cíclicas?

amplamente utilizado sendo um dos principais vetores de financiamento da industrialização brasileira. A política desenvolvimentista do novo governo era qualificada pelo chamado “Plano de Metas”, com o lema “50 anos em 5”. O Plano de Metas, em linhas gerais, desejava romper os pontos de estrangulamento da economia brasileira mediante inversões na infra-estrutura a cargo do Estado, onde não houvesse interesse do capital privado. A execução consistia em expandir a indústria de base e de bens de consumo duráveis, estimulando investimentos particulares, nacionais e estrangeiros, de modo a criar condições econômicas, financeiras, sociais e políticas favoráveis ao pleno desenvolvimento da livre iniciativa. (ELETROBRÁS, 1988)

Os setores prioritários do Plano de Metas foram: energia, transporte, indústria de base, alimentação e educação. Para se realizar as metas almejadas para o setor de energia elétrica, principalmente para a expansão da oferta, quase 80 % do montante de investimentos eram provenientes de recursos da União e dos estados. Eram formados basicamente pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica e taxas estaduais de eletrificação. A pequena parcela remanescente dos recursos foi de origem privada, principalmente oriundos da Light e empresas do grupo Amforp (American & Foreign Power)²⁷. Naquela época, pôde-se observar a hegemonia do ciclo do “Estado Empreender”.

Os resultados alcançados pelo Plano de Metas no campo da energia elétrica, apesar de aquém dos obtidos na construção de rodovias e na indústria automobilística, foram extremamente satisfatórios. Além da forte expansão hidroenergética,

²⁷ Com sede nos Estados Unidos, o grupo inicia suas atividades no Brasil, a partir de 1927, através da subsidiária “Empresas Elétricas Brasileiras”, mais tarde designada Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras. O foco empresarial foi adquirir empresas instaladas nos principais centros urbanos fora do domínio da LIGHT. Além de grande parte do interior de São Paulo, as aquisições compreenderam os serviços de Recife, Salvador, Natal, Maceió, Vitória, Niterói-Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba e Porto Alegre-Pelotas (Leite, 1997)”.

diversificou-se a matriz energética brasileira, iniciando-se o aproveitamento termoelétrico oriundo do carvão mineral no sul do país. (ELETROBRÁS, op. cit.)

Além disso, o período foi marcado pela intensificação do debate sobre os dois pontos nevrálgicos para os rumos do setor: a questão tarifária e a dos espaços de atuação das empresas públicas e das empresas privadas, principalmente as estrangeiras. O governo advogava que a legislação então vigente, relativa às concessões de energia elétrica, desencorajava a iniciativa privada - questão de longa data - e lembrava que as empresas públicas de energia encontravam-se no estágio inicial de funcionamento e não seriam capazes de atender a todas as necessidades do país. Assim, a proposta de reforma da legislação setorial baseava-se na correção monetária do custo histórico do investimento em função do poder de compra da moeda nacional; na elevação de 10 % para 12 % ao ano a taxa de remuneração; no estabelecimento de um sistema de revisão tarifário mais flexível; por fim, na definição de novas condições de caducidade, substituindo os confiscos de bens por multas. Contudo a corrente nacionalista reiterou a necessidade de manutenção do Código de Água, indicou ao governo prestar assistência financeira às empresas nacionais, através de fontes de financiamento com juros baixos, e estimular o desenvolvimento das empresas de economia mista, a exemplo da CEMIG. Para tanto, deveria utilizar os recursos do Fundo Federal de Eletrificação e dos fundos estaduais de nove unidades da federação. Nesse contexto, a política implementada pelo governo, associada à área de atuação do capital privado e público, foi a própria configuração apresentada para o setor no Plano Nacional de Eletrificação. Em outras palavras, caberia às empresas públicas, federais e estaduais o comando da expansão da capacidade instalada no Brasil, ficando a cargo das concessionárias particulares, estrangeiras e nacionais os serviços de distribuição de energia elétrica. Essa divisão de atribuições contribuiu

decisivamente para a atenuação das divergências entre o Estado e a iniciativa privada (ELETROBRÁS, 1988).

Durante o governo JK, houve um amplo debate sobre a institucionalização da Eletrobrás, prevista, então, no antigo Plano Nacional de Eletrificação. Naquela época, caberia à Eletrobrás a realização de estudos e projetos, a construção e a operação de usinas, linhas de transmissão e redes de distribuição de energia elétrica, assim como a implantação da indústria pesada de material elétrico, em associação ou não com o capital privado, nacional ou estrangeiro (ELETROBRÁS, op. cit.). De um lado, as concessionárias privadas brasileiras e estrangeiras, bem como outros segmentos empresariais, refutavam a magnitude da intervenção do Estado com a criação da Eletrobrás. Em contrapartida, o apoio de políticos, engenheiros, jornalistas, militares e da opinião pública, de forma geral, endossavam as propostas da corrente nacionalista embalados pela “consciência” formada sobre o monopólio estatal do petróleo anos antes. Assim, a Lei que autorizava a União a instituir a Eletrobrás foi assinada por Jânio Quadros no início de seu mandato. Apesar de menos abrangente que a proposta original, pois a formação de uma indústria estatal de material elétrico foi excluída de suas atribuições, foi claramente de caráter estatizante. Nota-se que, diferentemente do projeto de lei de criação da Petrobrás, a Eletrobrás organizou-se por subsidiárias regionais de geração de energia elétrica, consoante o planejamento regionalizado proposto anteriormente pela CNE. (LEITE, 1997) Esse pode ser considerado o marco da intervenção do Estado, iniciada nos primeiros anos da década de 50, tanto no planejamento quanto na execução das atividades de energia elétrica no Brasil e que se tornou irreversível.

3.2 A Conjectura

3.2.1 A Eficiência Econômica pelas Condições de Mercado (4ª fase)

No final da década de 80, fomentado pelo processo de democratização, após vinte anos de governos militares, era rico o debate sobre a reestruturação institucional do país nos mais diversos níveis. Assim, começa a se fortalecer a idéia de privatização de serviços até então a cargo de empresas sob controle do Estado. Baseava-se no fundamento ideológico de reduzir a presença do Estado como agente econômico direto, e no pragmático, decorrente da elevada interferência política na administração das empresas públicas, do elevado índice de impunidade sobre as ações obscuras dessas administrações que, em grande parte, resultaram na incapacidade de os governos promoverem os recursos para os investimentos necessários.

Leite (1997, p. 324) afirma:

A 'falência' do Estado levou também a uma atitude pragmática de redução de suas responsabilidades financeiras. A insuficiência e a má qualidade dos serviços básicos essenciais, pelos quais o Estado é responsável, como educação e saúde, estavam a requerer maior atenção. A saída pareceu configurar-se na retirada do Estado de atividades produtivas que poderiam ser realizadas pelas empresas privadas. Estavam elas ainda sendo crescentemente influenciadas, de forma negativa, pela ingerência política na respectiva administração. A onda de neo-liberalismo econômico que surgiu em grande parte das nações, com as quais o Brasil tem estreitas relações intelectuais, veio somar-se às razões pragmáticas no lançamento de amplo movimento de desestatização, ou privatização de empreendimentos sob controle direto dos governos federal e estaduais.

Segundo Bresser (1995), a crise do Estado que explodiu nos anos 80 levou ao ressurgimento das propostas do liberalismo, muito mais pelos argumentos da Academia (leia-se intelectuais) do que pelo clamor da classe política. Porém poucos políticos, devido ao maior senso de realidade que os intelectuais, apostaram nas propostas do "Estado Mínimo". Com efeito, a idéia cai em ostracismo já no início dos

anos 90. Como a crise do Estado era fato, a necessidade de mudança lapidou as propostas de reconstruir o Estado ao invés de destruí-lo. Em grandes linhas, a reforma do Estado preconizada por Bresser calcava-se: na redefinição do tamanho do Estado, ou melhor, na sua redução através do processo de privatização de empresas públicas, terceirizações e delegações de atividades consideradas não clássicas; na redução da interferência do Estado sobre as atividades econômicas, apostando na eficiência dos instrumentos de mercado e atuando apenas através de regulação reativa, ou seja, atuando apenas quando verificadas práticas não competitivas dos agentes de mercado; na alteração da estrutura de governança do Estado, atuando na base administrativa, bem como na redefinição do escopo de atuação menos paternalista e mais pragmática; e, por fim, no aumento da capacidade de governabilidade pela reforma político-partidária, a fim de oferecer mais estabilidade ao modelo misto (presidencialismo-“congressismo”²⁸) implementado na constituição de 1988. Mediante essas premissas, Bresser (1995) argumenta que a reforma do Estado resultará em cidadãos menos protegidos ou tutelados, porém mais livres. Cidadãos talvez mais individualistas - porque mais conscientes dos seus direitos individuais -, porém solidários, em virtude do maior nível de cidadania²⁹.

Consoante com o contexto de adequação do Estado, o processo de reformas do setor elétrico iniciou-se com os marcos regulatórios institucionalizados na Lei 8.631/93. Extinguiu-se a remuneração garantida sobre o custo do serviço, bem como a equalização tarifária³⁰; promoveu-se o encontro de contas do setor, ou seja, o

²⁸ JAGUARIBE, 2000.

²⁹ Todavia, segundo Jaguaribe (2000), a conversão de uma sociedade de massas em uma democracia de massas antes que a maioria da população tivesse alcançado condições educacionais e sócio-econômicas que a habilitassem a um satisfatório exercício da cidadania é a causa fundamental do atual desajuste sócio-político pelo qual passa o Brasil.

³⁰ Os argumentos eram que esses instrumentos induziam à ineficiência econômica, ao desestimularem o aumento da produtividade e incentivarem a elevação dos custos de setoriais. Além disso, advogava-se que a equalização tarifária não era mais necessária para promover a

encerramento da Conta de Resultados a Compensar graças aos recursos do Tesouro Nacional; e criaram-se as condições de contratação obrigatória, os chamados contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, para estancar o processo de inadimplência generalizado que havia no setor à época.

Essas reordenações políticas e econômicas criaram um ambiente favorável para implementar ações mais consistentes com a proposta dominante de reforma do Estado. Através da Lei n. 9074/95, foram legalizadas as condições de efetiva participação privada na expansão dos sistemas de oferta de energia – Produtores Independentes de Eletricidade – e iniciou-se o processo de competição no setor, com a criação da figura do “Consumidor Livre”. Consoante o modelo de reforma do Estado, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica, uma autarquia federal com independência orçamentária e institucional do poder executivo - substituindo o antigo DNAEE - com a missão de representar o Poder Concedente (a União) a fim de garantir as condições e o equilíbrio do mercado de energia, bem como a qualidade do serviço prestado.

O desenho final do novo modelo é implementado pela Lei 9.648/98, que foi balizada tecnicamente pela concepção e pelas recomendações do chamado “Projeto de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro - RESEB”. Esse projeto foi o resultado de, aproximadamente, dois anos de intensos trabalhos regados por calorosos debates. Era coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, mas operacionalizado pelos consultores do consórcio *Coopers & Lybrand* contratados para tal, contando com a posterior participação de diversos técnicos do setor elétrico. A base conceitual

justiça social, pois os custos regionais dos serviços de distribuição tendiam à similaridade. Contudo, para compensar a diferença dos custos entre geração térmica e hidráulica, foi criada a Conta de Combustíveis – CCC para ratear, por todo o mercado brasileiro, os respectivos custos adicionais. Por fim, houve a percepção de que preços diferenciados por empresas criariam

consistia em identificar, dentro da estrutura até então verticalizada da indústria de energia elétrica, quais atividades eram realmente monopólio natural - no caso, distribuição e transmissão - e quais eram as atividades que podiam atuar sob ambiente competitivo – geração e comercialização. Isso posto, o arranjo institucional do setor almejava criar condições claras de regulação do monopólio para garantir qualidade e custo justo pelo serviço prestado e fomentar um ambiente favorável para a expansão da oferta pela ótica privada, mas garantindo condições legítimas de competitividade.

Entre os principais atos, instituiu-se o Mercado Atacadista de Energia para realizar as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado entre os agentes participantes. Dentre eles, os distribuidores e geradores que, a partir de um determinado porte, têm participação compulsória, bem como comercializadores e consumidores finais, resguardadas as condições do Acordo de Mercado a ser celebrado entre os agentes participantes. As atividades de coordenação e controle dos despachos das usinas e da operação dos sistemas interligados passaram dos antigos grupos colegiados (Grupo Coordenado da Operação dos Sistemas Interligados S/SE/CO e da Comissão de Coordenação da Operação dos Sistemas Norte/Nordeste) para a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade privada composta por representantes dos diversos agentes do setor, consumidores e do poder concedente. Nota-se que a operação do sistema elétrico continuará sendo determinada pelas condições de otimização do sistema hidroenergético, independente das condições e transações comerciais entre vendedores (geradores) e compradores (distribuidores, usuários e comercializadores). Em última análise, os contratos de compra e venda de energia elétrica são instrumentos meramente financeiros e

incentivos competitivos entre as mesmas e sinais econômicos aos usuários para alocação espacial de cargas. (PIRES & PICCININI, 1998).

independentes da entrega física, pois a entrega da energia é “assegurada” pelo sistema interligado, pelo menos em condições normais de operação.

A fim de garantir a competição eficiente, os “Contratos de Suprimento” são substituídos pelos chamados “Contratos Iniciais” de energia entre geradores e distribuidores, que segregam os custos de energia elétrica dos custos do serviço de transmissão. Não houve negociação de preço e de quantidade na formulação desses contratos, pois mantiveram-se os mesmos custos e montantes físicos estimados dos contratos de suprimento. A partir de 2003, os montantes serão reduzidos em 25 % ao ano até que, em 2006, estejam completamente extintos. Assim, aqueles volumes de energia “liberados” serão então negociados em condições livres entre os respectivos agentes. Como medida de precaução, hajam vista os elevados riscos de oscilações do preço da energia no mercado de curto prazo, as distribuidoras terão que ter, no mínimo, 85% de seus respectivos mercados de venda lastreados por “Contratos Bilaterais de Longo Prazo” (no mínimo dois anos) com unidades geradoras. Por outro lado, em casos de excesso de oferta, garante-se o fluxo de caixa “mínimo” das próprias unidades geradoras. Cabe ainda ressaltar que o referido ato prevê a extinção dos instrumentos de autofinanciamento do setor elétrico, como a Reserva Global de Reversão e dos subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, pois são considerados instrumentos incompatíveis com o modelo de expansão sob a ótica competitiva.

Paralelamente ao processo de reforma comercial do setor, a meta de redução da participação do Estado nas atividades foi operacionalizada através do Programa Nacional de Desestatização, coordenado pelo BNDES. Atualmente, aproximadamente 80% da distribuição e 20% da geração de energia elétrica pertencem à iniciativa privada. O objetivo é 100% em todas as atividades (IPEA, 2001).

3.2.2 Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

Em meados de 1996, o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás contrataram um consórcio internacional - *Coopers & Lybrand* - para realizar um estudo abrangente sobre a reforma do setor elétrico, intitulado “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”, comumente conhecido como Projeto RESEB. O objetivo dessa reforma era permitir ao Governo concentrar-se sobre suas funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, propiciando a transferência da responsabilidade da operação e do investimento ao setor privado. O estudo englobou quatro áreas genéricas, a saber (COOPERS & LYBRAND, 1997):

- **O Novo Arranjo Comercial para o Setor:** compreendendo a compra e venda de energia no atacado, o acesso às redes de transmissão e de distribuição e os mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor, especialmente no que se refere ao aproveitamento ótimo de novos potenciais hidrelétricos.
- **Arcabouço Legal e Regulamentar:** necessário para permitir a reforma do setor, inclusive os ajustes ao quadro jurídico e regulamentar existente referente a concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, regulamentação para facilitar a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente.
- **Mudanças Institucionais:** necessárias no governo e no setor para complementar os arranjos comerciais e o quadro regulamentar proposto. Essas mudanças incluem uma revisão do foco de responsabilidades ao nível do Ministério; o estabelecimento de um Órgão Regulador independente que

fiscalize os serviços regulados e promova um ambiente positivo para estimular a competição onde for possível e economicamente vantajosa; a revisão do papel da Eletrobrás; mudança estrutural das empresas do setor.

- **Questões Econômico-financeiras do Setor:** análise sobre mecanismos de financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

O novo modelo do setor elétrico brasileiro rompeu com o conceito de monopólio em toda a cadeia da indústria da energia elétrica. Apenas serão mantidos os chamados monopólios naturais, ou seja, situação em que a operação de apenas uma empresa traz mais eficiência econômica do que a existência de concorrência.

Academicamente, o monopólio natural ocorre quando o custo marginal de produção é sempre decrescente conforme o crescimento da escala de produção, ou seja, a “Lei dos Rendimentos Decrescente” não se aplica ao monopólio natural (PINDYCK e RUBINFELD, 1994). Esse fenômeno verifica-se nas chamadas “indústrias de rede”, como por exemplo, distribuição de energia elétrica, gás canalizado, saneamento básico, telefonia fixa e outros. Noutras palavras, o ente físico do sistema de rede é que determina o monopólio natural. Por outro lado, os custos marginais de produção de energia elétrica são crescentes no tempo (ELETROBRÁS, 1999). Logo, a atividade de produção de energia não se enquadra como monopólio natural e, conseqüentemente, deveria ser regida sob as condições de mercado competitivo. Isso posto, verifica-se que os serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica, dado o ente físico dos sistemas de rede, são monopólios naturais, enquanto o produto, isto é, a energia elétrica está atrelada à atividade competitiva em sua produção e, por analogia, em sua venda.

Assim, o setor elétrico, que era estruturado verticalmente como monopólio natural em geração (G), transmissão (T) e distribuição (D), foi re-arranjado da seguinte forma (Tabela 3.1):

Sistema	Nível
Geração (G)	Concorrência
Transmissão (T)	Monopólio
Distribuição (D)	Monopólio
Comercialização (C)	Concorrência

Tabela 3.1 – Âmbito econômico das atividades

Observa-se que a atividade de comercialização - venda do produto - sempre esteve embutida no sistema de distribuição. Nesse modelo, o sistema de distribuição é entendido como apenas o sistema físico de entrega da energia elétrica e, a rigor, a diferença entre as atividades de distribuição e as de transmissão é dada apenas pelo nível de tensão elétrica. A figura 3.1 ilustra esse conceito.

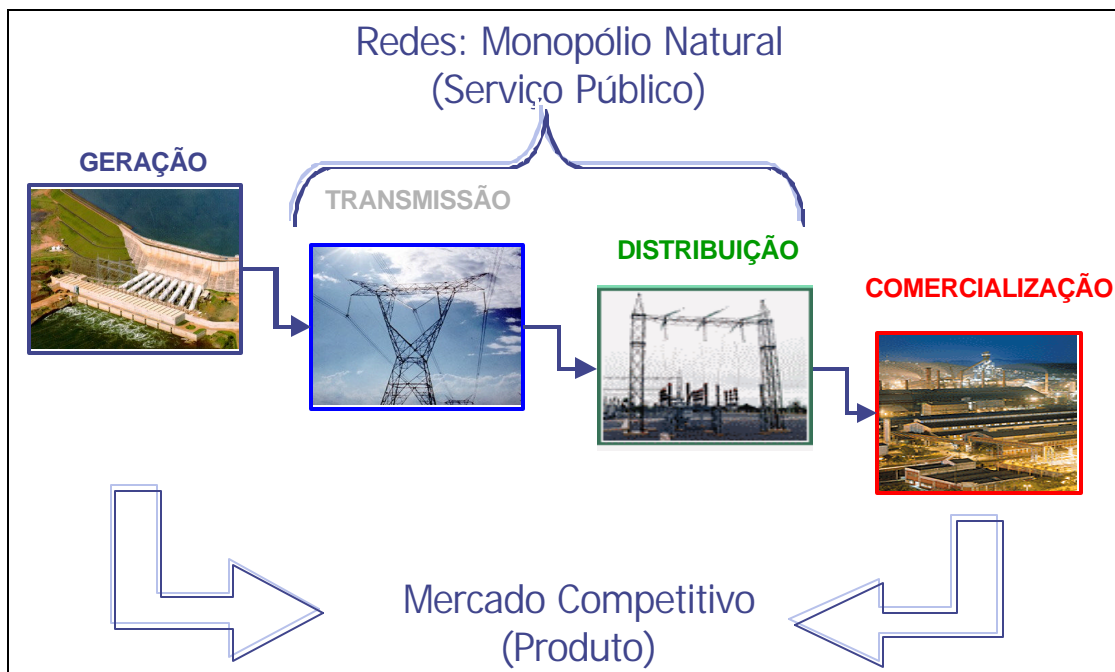


Figura 3.1 – Estrutura do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Como pode ser visto na teoria microeconômica, em um mercado competitivo, a regulamentação de preços sempre resulta em uma perda econômica bruta para a sociedade como um todo. Entretanto esse não é necessariamente o caso quando uma empresa possui poder de monopólio. Logo, nas atividades de geração e comercialização, não há regulação de preços, ou seja, o mercado os ditará, enquanto que, nos monopólios naturais de transmissão e de distribuição, haverá o controle em prol de maior eficiência econômica dos agentes do mercado.

Conforme mencionado, nas propostas de mudanças institucionais, a organização do Órgão Regulador independente, forte, que fiscalize os serviços regulados e promova um ambiente positivo para estimular a competição onde for possível e vantajosa economicamente, é condição *sine qua non* para o sucesso do novo modelo. Assim, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - foi estabelecida de maneira que assegure ser vista como autoridade reguladora imparcial

e independente, capaz de lidar de maneira eficaz com as novas questões decorrentes da participação privada e da concorrência. Deverá, também, concentrar-se em seus papéis centrais de regulamentação e fiscalização e delegar responsabilidades operacionais ou dela retirar-se.

Todavia, dadas as características e especificidades do sistema elétrico brasileiro, principalmente pela matriz de oferta preponderantemente hídrica, os benefícios que a concorrência comercial poderia ocasionar não conseguiriam suplantar os custos adicionais originados pela desotimização da operação do sistema. Com efeito, o despacho das usinas hidroelétricas não será determinado de forma individual, conforme a respectiva conveniência comercial, pois a localização e o dimensionamento das usinas do parque hidroelétrico brasileiro foram condicionados pela otimização do conjunto da bacia hídrica, a fim de garantir o custo mínimo total, e não pelo empreendimento em si. Assim, a criação do Operador Nacional do Sistema garantirá a operação ótima do sistema hidroenergético, independente das transações comerciais entre geradores e comercializadores ou, conforme o caso, usuários finais. O lastro comercial das usinas hidráulicas se dará pela energia “garantida”³¹ que ela adiciona ao sistema interligado, e não, pelas condições realizadas de despacho, as quais são determinadas pelo ONS.

Segundo a proposta da Coopers & Lybrand (1997), a característica central do novo modelo comercial é a criação do chamado Mercado de Atacado de Energia (MAE), que substitui o atual sistema de preços regulamentados de geração e contratos de suprimento. Como o ONS opera o sistema buscando o custo total mínimo, o

³¹ Uma espécie de “Certificado” que será dado pelo órgão regulador, mediante os resultados das aplicações de técnicas estocásticas relativas às expectativas de vazão hídrica, considerando-se as condições dos aproveitamentos hidráulicos existentes na respectiva bacia, a fim de almejar a geração mínima “garantida” (estimativas probabilísticas) da usina em questão.

respectivo custo (R\$/MWh) que determina as condições de despacho da usinas para obtê-lo é o próprio custo marginal de curto prazo ou preço “spot”. Todavia, dado o considerável risco representado pela potencial volatilidade do preço “spot” no MAE, a maior parte da comercialização da energia entre geradores e distribuidores de serviço público se efetivará mediante a celebração de contratos de longo prazo, em quantidades e preços negociados pelos agentes, segundo a teoria econômica, convergindo para o custo marginal de expansão, ou seja, o custo marginal de longo prazo. Assim, somente fluxos de energia não contratados serão contabilizados diretamente no MAE e liquidados ao preço deste. Mas todos os fluxos de energia serão levados em consideração na determinação da programação ideal, no tratamento de perdas e noutras funções relevantes segundo o despacho do ONS. A contabilização de energia no MAE deverá envolver, portanto, os dados de medição para toda a energia do sistema.

Apesar da expansão da oferta de energia estar condicionada ao interesse privado, ou seja, apesar da viabilidade individual do empreendimento, a capacidade de desenvolvimento de planos de médio e longo prazo, para orientar os agentes do setor e ilustrar o efeito de diferentes políticas energéticas deverá ser mantida. Propõe-se, então, o designado “planejamento indicativo de longo prazo da expansão”, que identificará programas de investimento do sistema a custo mínimo, inclusive projetos hidrelétricos e termelétricos específicos necessários sob uma gama de premissas e cenários. Cabe ressaltar que, sob a ótica de mercado, esses “planos” são estudos de mera orientação, não havendo garantia, nem obrigação de serem realizados por quem quer que seja.

As informações das necessidades de transmissão de curto prazo (ou seja, de até cinco anos) serão identificadas pelo ONS, dadas as condições operativas

adequadas e as novas conexões. Essas necessidades, no caso obras específicas, seriam levadas a leilão público pelo Regulador. Novamente, não há garantia de execução.

A fase de transição entre as condições reguladas para as condições de mercado é iniciada pela celebração dos chamados Contratos Iniciais em substituição aos Contratos de Suprimentos firmados no âmbito da Lei 8631/93 entre geradores e distribuidores. Os Contratos Iniciais apenas segregaram os antigos custos de suprimento nas parcelas relativas à energia elétrica, à transmissão pela Rede Básica, bem como às de conexão entre o sistema de distribuição e a Rede Básica. Diferente do período proposto pela Coopers & Lybrand (1997), a Lei 9684/98 – instrumento legal de implantação do novo modelo setorial – disciplina um período de transição dos Contratos Iniciais até 2006. Os volumes para os anos de 1999, 2000 e 2001 foram definidos conforme o plano de operação do extinto GCOI e CCON; os volumes do ano de 2002 são iguais aos de 2001 e, a partir de 2003, incide a redução anual de 25% dos volumes de 2002 até sua completa extinção até 2006. A figura 3.2, a seguir, ilustra a respectiva fase³²:

³² Nota-se que a usina de Itaipu, dado o tratado internacional entre Brasil e Paraguai, não faz parte dessa transição.

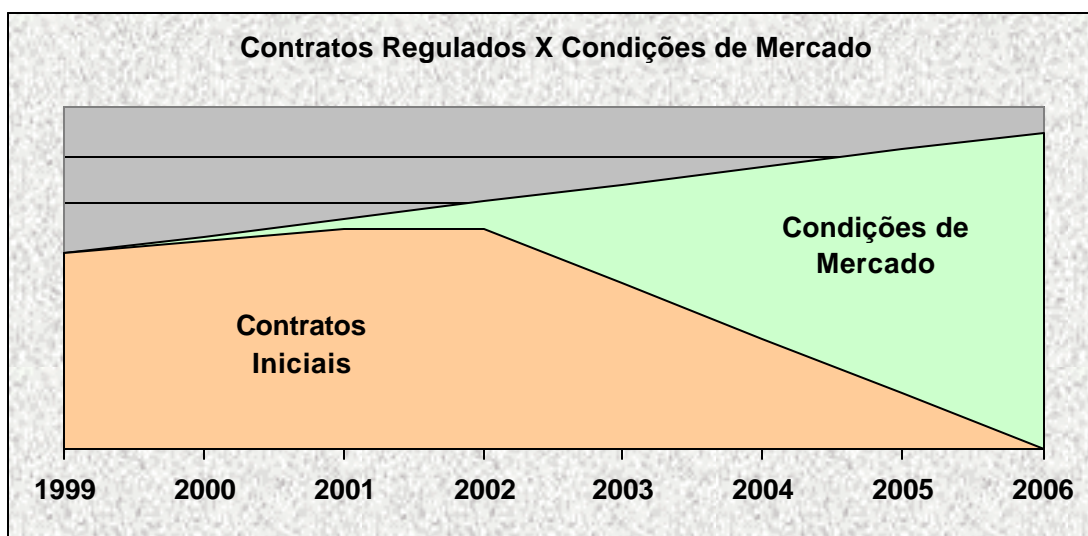


Figura 3.2 – Ilustração do Processo de Transição dos Volumes de Energia Elétrica no Âmbito dos Contratos Iniciais para o Âmbito dos Contratos Livremente Negociados

Com o intuito de estimular a concorrência e minimizar os efeitos da concentração de mercado, regulamentaram-se o limite máximo de geração pela própria distribuidora em 30% do mercado atendido, bem como os limites de concentração de mercado nacional e regional para distribuidoras/comercializadoras e geradoras (ANEEL, 2001c).

Como mencionado anteriormente, no modelo vertical anterior, toda a cadeia da indústria de energia elétrica era vista como um monopólio natural e, conseqüentemente, a atividade econômica seria fortemente regulada, pelo menos em tese. Assim, era garantida ou regulada uma remuneração entre 10 e 12 % sobre os ativos investidos no setor. Essas condições, em última análise, caracterizavam a regulação pelo “custo do serviço”. A regulação por incentivo, operacionalizada pelo *Price-Cap* (preço teto) é baseada no conceito de eficiência econômica seletiva³³.

³³ As dimensões de Eficiência Econômica podem ser condensadas em: Produtiva (ganhos operacionais); Distributiva (eliminar rendas monopolísticas e ganhos excedentes temporários);

Consonante com esse conceito, a partir da publicação da Lei n. 8631/93, os contratos de concessão das empresas de distribuição de energia elétrica definem que a receita anual é segregada em despesas gerenciáveis e não-gerenciáveis. As despesas não-gerenciáveis são definidas como a compra de energia - no âmbito dos contratos de suprimento - para atendimento ao mercado cativo³⁴, encargos setoriais (RGR, CCC e, quando for o caso, CFURH) e tributos. A diferença entre a receita e as despesas não-gerenciáveis determina a despesa sob administração da concessionária, ou seja, pessoal, material, serviços de terceiros, depreciação, remuneração dos ativos e etc. Pelo contrato de concessão, é garantido o repasse integral das variações dos custos não-gerenciáveis às tarifas de fornecimento, enquanto os custos gerenciáveis são atualizados anualmente por um indexador (no caso o IGP-M), a fim de manter a receita real da atividade de distribuição.

Assim, todo o ganho de produtividade obtido é apropriado pela distribuidora até a data de revisão tarifária, data em que será avaliado o nível de receita verificado em relação às reais condições de receita para manutenção das operações da atividade de distribuição³⁵, bem com a incidência do “Índice-X”. Esse indicador será mensurado buscando-se minimizar os efeitos de sobre-lucro que possam ocorrer entre os períodos de revisão tarifária, ocasionados por elevados e contínuos ganhos de produtividade da concessionária. Algebricamente, esse índice é subtraído do índice de variação da inflação que corrige anualmente os custos gerenciáveis. Em última análise, esse indicador busca repartir, de forma contínua, com os usuários do monopólio, os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária. Cabe salientar que esse índice foi

Alocativa (expansão da renda gerada como um todo para a sociedade, mas sem perceber a distribuição da mesma no tecido social); e Seletiva (internaliza a ineficiência distributiva de curto prazo para alavancar maior eficiência produtiva e alocativa no médio prazo);

³⁴ Consumidores de energia elétrica que não têm o direito de escolher o respectivo supridor de energia elétrica, isto é, os consumidores não contemplados na Lei 9.074/95.

mantido igual a zero desde a data de privatização das concessionárias até a data da primeira revisão tarifária, sob o argumento de que haveria a necessidade de sobre-lucro para alavancar os elevados investimentos que deveriam ser concretizados, haja vista o passivo de expansão deixado pelas gestões estatais. Note-se que a distribuidora terá um grande incentivo para tornar-se eficiente o mais rápido possível, pois abarcaria maior benefício com os ganhos de produtividade alcançados. Quanto mais eficiente, maior será o repasse de produtividade para os usuários através dos processos de revisão tarifária.

Todavia, considerando-se a atividade de geração sob condições competitivas, a garantia de repasse dos custos não-gerenciáveis deve ser questionada. Com intuito de minimizar a possibilidade de conluio entre geradores e distribuidores, repassando preços elevados às tarifas de fornecimento, disciplinou-se critérios de repasse da energia comprada, bem como uma política de incentivos a fontes alternativas (Resolução, Aneel, n. 233/99). Inicialmente, a Aneel determinou o chamado “Valor Normativo” para cada tipo de fonte de energia. Esse valor é uma estimativa do custo médio de geração de energia para cada fonte, considerando-se os custos de capital e os custos operacionais. A figura 3.3, a seguir, apresenta esses valores.

³⁵ A maioria dos contratos de concessão assinados após a Lei 8631/93 indica um período de 4 a 5 anos para os processos de revisão tarifária.

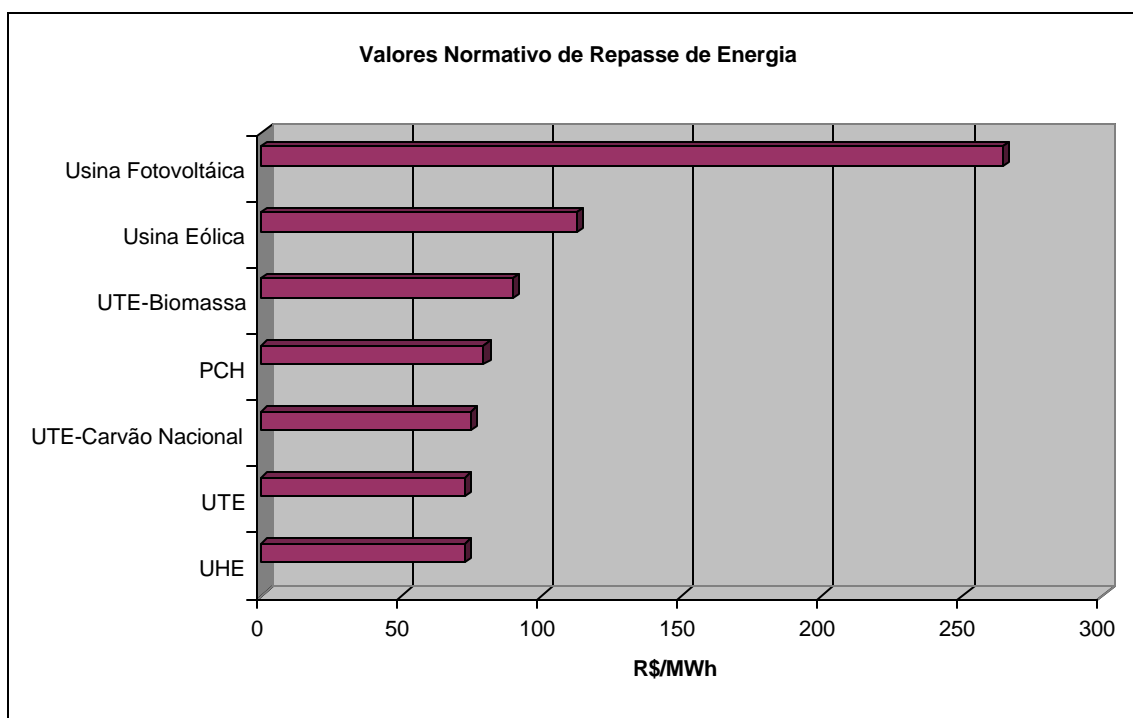


Figura 3.3 – Valor Normativo por Fonte de Energia Elétrica (1999)

Assim, a distribuidora só poderá repassar às tarifas de fornecimento um custo próximo ao VN, independente do custo realmente verificado. Essa “proximidade” ao valor normativo tem a conotação de ônus, se o preço de compra for razoavelmente superior ao VN, pois o concessionário não poderá repassá-lo integralmente, e de bônus, caso o preço de compra for inferior, pois o custo repassado será superior ao verificado, mas como é inferior ao VN, trará ganhos aos consumidores pela redução no índice de reajuste tarifário.

O conceito é ilustrado na figura 3.4, considerando-se a fonte de energia de origem competitiva (UTE e UHE). O eixo das abscissas indica o preço de compra (PB), enquanto o eixo das ordenadas indica o preço de repasse à tarifa de fornecimento (PCE). Nota-se que, a partir de um determinado valor do custo de compra de energia, a curva perde a linearidade, não garantindo o repasse integral até o limite de 115% do

VN da respectiva fonte. Em contrapartida, se o custo verificado decresce, o custo de repasse às tarifas é superior ao verificado para bonificar o desempenho do concessionário, pois os consumidores foram beneficiados com a compra de uma energia inferior ao custo médio, fato que minimiza a pressão dos índices de reajuste das tarifas.

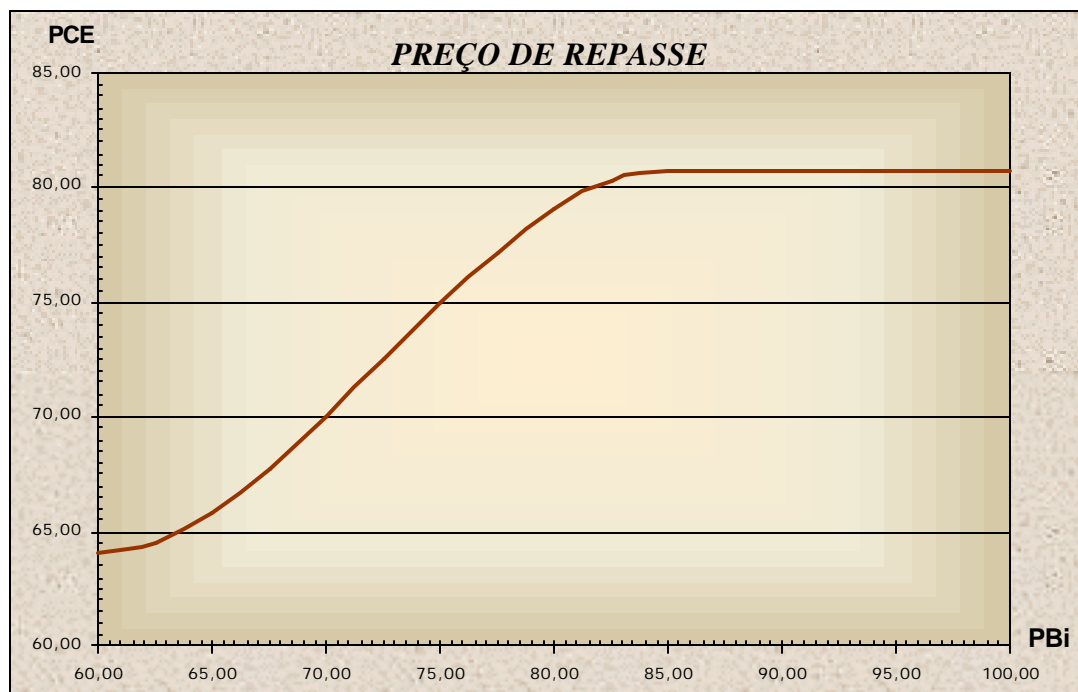


Figura 3.4 – Relação do preço de compra de energia livremente negociada com o limite de repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica

Nesse contexto setorial, a implementação do livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição é um pré-requisito para o desenvolvimento da concorrência. Contudo o livre acesso não é apenas a regulação técnica dos procedimentos para efetivar fisicamente as ligações às redes, mas principalmente o componente econômico dos custos do uso desses monopólios, comumente

conhecidos como “custos do pedágio”. Tanto a regulação técnica, quanto a econômica pertencem ao Poder Concedente. A regulação econômica através da regulação de preços ou tarifas se dará, em última análise, pela definição das receitas permitidas de distribuição e de transmissão. Essas receitas são definidas pelo montante de remuneração dos ativos – entendendo-os como investimentos e capital de giro - a uma dada taxa de retorno adequada ao risco, considerando-se também a garantia de cobertura dos custos de operação e manutenção dos respectivos sistemas. Percebe-se, naturalmente, que o debate será focado tanto na “justa” remuneração dos ativos, dados os riscos dessas atividades, como no patamar de custos de O&M aceitáveis de repasse aos usuários.

Apesar de anteriormente ter sido mencionado que a transmissão e a distribuição de energia teoricamente diferem apenas pelo nível de tensão elétrica, a figura jurídica da concessão desses monopólios também é diferente. No caso da atividade de distribuição de energia elétrica, a concessão é dada por área geográfica, enquanto que a transmissão de energia é dada por ativo, isto é, por linha de transmissão e equipamentos auxiliares. Em última análise, a diferença de tensão elétrica e a forma jurídica da concessão são conseqüências da escala de quantidade de usuários e os respectivos portes individuais. Daí decorre que a regulação econômica desses dois monopólios é diferente. Na distribuição, como descrita anteriormente, através dos periódicos processos de revisão tarifária e metas de produtividade do índice-X, almeja-se levar à sociedade os benefícios da definição do monopólio natural, ou seja, custos marginais e médios decrescentes com a escala. Contudo a concessão de uma linha de transmissão individual não garante

necessariamente os benefícios do monopólio natural³⁶. Os ganhos seriam garantidos no conjunto das linhas, ou seja, pela rede ou pelo sistema de transmissão. Com efeito, não se pode obter os ganhos de produtividade, pelo menos de mesma magnitude, equivalentes aos de um sistema para a operação de um ativo específico. Conjecturar ganhos tecnológicos expressivos para redução de custos seria por demais elucubração empírica seria, paradoxalmente, altamente arriscado numa atividade de baixo risco. Como, por conceito, não há competição num mercado de monopólio natural, os benefícios da competição poderiam se internalizar pela busca ou pela posse do mercado de monopólio natural através de um “leilão” para explorá-lo – no caso, um leilão para se construir a linha de transmissão. Esses argumentos dão sustentabilidade à chamada “Concorrência de Demsetz” (JOHNSON et al., 1996). Assim, a proposta da Coopers & Lybrand para se expandir a transmissão baseia-se nesse princípio. Expansão com investimentos superiores a um dado patamar seria objeto de leilão promovido pela Aneel, conforme solicitação do ONS. Obras com investimentos inferiores ao patamar poderiam fazer parte de contratos aditivos entre a Aneel e as concessionárias de transmissão interessadas.

Tão importante quanto o livre acesso e o nível de receita, as tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e de distribuição³⁷ deverão ser estruturadas de maneira a dar os sinais econômicos apropriados, especialmente em relação aos impactos dos custos de transmissão para a conexão de novos geradores em diferentes pontos da rede. Os encargos separados serão aplicados à geração e à carga e refletirão o custo

³⁶ Como por exemplo, linhas de transmissão para otimização hidroenergética ou de melhoria de confiabilidade e estabilidade operativas.

³⁷ Diferente da recomendação do consultor, a definição para transmissão e distribuição baseou-se não apenas em nível de tensão, mas também no papel exercido. Todos os ativos em tensões de 230 kV ou superiores devem ser tratados como ativos de transmissão, e nas tensões inferiores, devem ser tratados como ativos de distribuição, exceto quando a função exercida seja de transmissão de energia.

imposto ao sistema de transmissão pelo uso incremental em diferentes localidades.

Os proprietários de cada uma das partes da rede de transmissão firmarão Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPSTs) com o Operador Nacional do Sistema (ONS), transferindo a responsabilidade sobre o controle operacional da capacidade de transmissão a este, em troca de pagamentos regulamentados que se relacionam à disponibilidade. Cabe lembrar que o despacho de energia coordenado pelo ONS segue os parâmetros técnicos de otimização energética de todo o sistema. O arranjo estrutural é exemplificado na figura 3.5, a seguir:

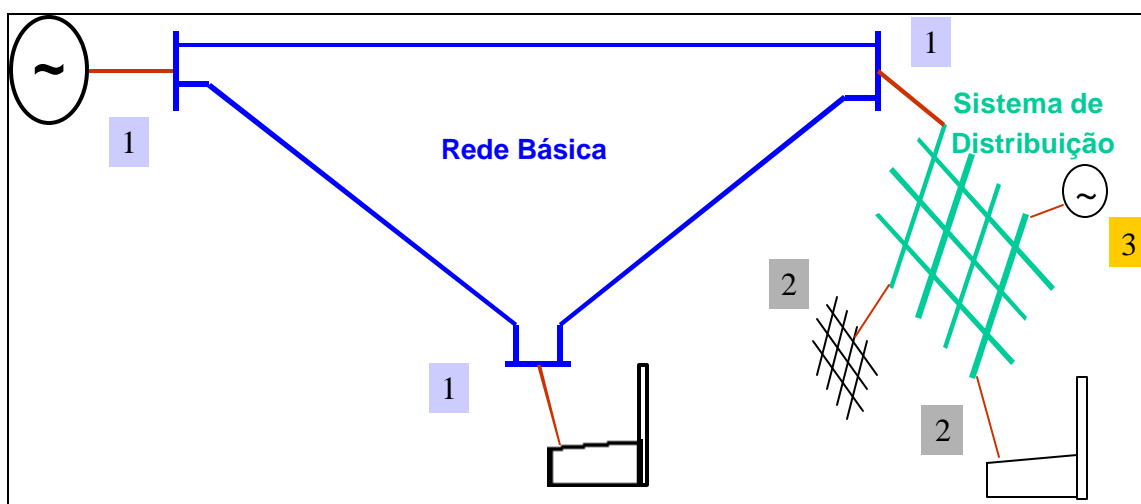


Figura 3.5 – Esquema comercial de livre acesso às redes elétricas

Os usuários da rede - geradores, empresas de distribuição/comercialização de energia elétrica (D/C) e consumidores livres - firmarão um Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o ONS, que lhes dará direito de usar a rede em troca do pagamento da tarifa publicada. Firmarão, ainda, um Contrato de Conexão à

Transmissão (CCT) com o proprietário da rede em questão, tendo o ONS como parte interveniente; o ONS arrecadará ou gerenciará a receita dos encargos pelo uso do sistema e pagará ou distribuirá a cada proprietário da rede de transmissão a quantia acordada. Ou seja, a empresa proprietária da rede de transmissão praticamente aluga seus ativos para a operação do sistema, tendo ela uma receita fixa, que é a própria receita permitida. As relações contratuais são consolidadas no quadro 3.1, a seguir:

Caso	Contrato	Partes	Fatura
1	Uso do Sistema de Transmissão	- Usuário - ONS - TransCo. (Interveniente)	- TransCo. contra Usuário; - ONS (pelo serviço)
	Conexão ao Sistema de Transmissão	- Usuário - TransCo. - ONS (interveniente)	- TransCo. contra Usuário
2	Uso do Sistema e Conexão à Distribuição	- Usuário - Distribuidora	- Distribuidora contra Usuário - distribuição - rede básica
3	Uso do Sistema de Transmissão	- Usuário (Gerador) - ONS - TransCo. (Interveniente)	- TransCo. contra Gerador; - ONS (pelo serviço)
	Uso do Sistema e Conexão à Distribuição	- Usuário (Gerador) - Distribuidora	- Distribuidora contra Gerador;

Quadro 3.1 – Relações comerciais entre usuários, operadores e proprietários das redes elétricas

A metodologia proposta para o estabelecimento dos encargos de transmissão é uma versão do custo marginal de longo prazo em que os encargos são baseados nos custos dos novos investimentos necessários para atender o uso incremental da rede.

A Rede Básica, definida na Resolução, ANEEL, n. 245/98, é constituída por todas as linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superiores e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica. As instalações de transmissão de

uso exclusivo não serão incluídas entre os ativos da Rede Básica. Na composição da Rede Básica, poderão ser incluídas instalações em tensões inferiores a 230 kV, desde que interliguem áreas do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e, em casos excepcionais, as instalações consideradas relevantes para a operação da Rede Básica.

A Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão – TUST, também chamada Tarifa Nodal, é calculada por barra do sistema, independentemente das transações de energia contratadas, como era no modelo do extinto Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL (Ver, também, Portaria n. 459/97). A metodologia de cálculo das Tarifas Nodais é denominada “Precificação Relativa aos Custos de Investimentos”, sendo considerada uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo. Ao calcular o encargo de uso do sistema de transmissão, qualquer agente só precisa considerar a TUST de geração da barra conectada como a capacidade de injeção de potência, ou a TUST de carga, para consumidor, com a respectiva demanda de potência solicitada do sistema elétrico.

As tarifas de uso dos sistemas elétricos devem refletir os custos acarretados por cada agente na expansão da rede, levando-os a tomar decisões de investimento que coincidam com as da expansão a custo mínimo. O objetivo da Precificação Relativa aos Custos de Investimento – Metodologia Nodal – é criar sinais econômicos para que geradores e cargas se aloquem espacialmente de forma otimizada, isto é, buscando a minimização dos custos de investimento na expansão da transmissão.

Os encargos derivados dessa maneira enviarão importantes sinais de localização referentes aos custos de conexão em diferentes pontos da rede - o que é essencial se o planejamento da expansão deixar de ser determinativo. Assim, a

geração conectada ou que se deseje conectar em pontos da rede que tenham restrições à injeção de energia pagará mais do que unidades geradoras conectadas ou que desejem se conectar em pontos com restrições ao fornecimento de energia e vice-versa, no que se refere à carga.

Os geradores pagarão encargos de uso do sistema de transmissão com base na disponibilidade líquida de injeção de potência. A carga pagará o uso do sistema de transmissão com base na solicitação máxima durante períodos de pico do sistema de transmissão.

O acesso livre e não discriminatório às redes é tão importante para a distribuição quanto para a transmissão. Porém não se justifica proporcionar sinais de localização ou tarifa nodais para orientar aqueles que desejem usar a rede de distribuição. A preocupação principal é a de que as relações de tarifas entre níveis de tensão reflitam os custos subjacentes. Em decorrência, a administração da política tarifária para os encargos de distribuição é mais simples do que a recomendada para a transmissão.

As principais recomendações quanto à metodologia são:

- a abordagem básica para a derivação de encargos de uso do sistema, de modo que cada nível de tensão de distribuição atribua um custo incremental de longo prazo, com base em um modelo de rede projetado para refletir as características do sistema de cada uma das concessionárias de distribuição;
- os encargos devem ser ajustados para recuperar a receita permitida conforme a regulamentação econômica;

- os encargos de distribuição devem ser publicados e aplicados ao uso do sistema, em períodos de sobrecarga máxima;
- encargos separados serão criados para ativos de conexão, que são os de uso específico de cargas individuais ou geradores ligados à distribuição, a menos que tenham sido financiados pelo usuário em questão;
- os encargos serão aplicados de maneira idêntica a todos os comercializadores, inclusive à área de comercialização da empresa de D/C detentora da concessão geográfica.

Comercializadores concorrentes que desejem utilizar a rede de distribuição deverão firmar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição com a concessionária local ou “hospedeira”.

Por fim, para garantir livre acesso às redes, é importante não apenas que se tenham os encargos publicados, mas também que os procedimentos sejam claros e transparentes, para aprovação de novas conexões, ou seja, que a regulação técnica seja bem definida e sem margens para tratamento diferenciado aos usuários da rede.

IV PLANEJAMENTO PRIVADO *VERSUS* PLANEJAMENTO SISTÊMICO

Foi decorrido no capítulo II que, na medida em que o mercado livre vai se materializando, percebe-se a progressiva substituição da fase competitiva ou anárquica pela fase planejada, como se tratasse do próprio processo natural de maturação. Assim, a hipótese de estabilização do mercado não se dá pela resultante da concorrência, mas pela tendência de concentração econômica. Em suma, o preço de equilíbrio do mercado em longo prazo é, na verdade, o preço planejado do ofertante.

Neste contexto, o objetivo deste capítulo é quantificar a prospectiva do preço de energia elétrica oriundo da expansão da oferta, conforme as regras de mercado preconizadas no projeto Re-seb - em detrimento da expansão condicionada pela racionalidade sistêmica do custo mínimo - inspecionando-se, assim, a viabilidade da modicidade tarifária.

Para tanto, serão apresentados, pela ótica privada³⁸, os principais atrativos da opção de investimento no parque gerador térmico, em detrimento daqueles da opção hidroelétrica. Em contrapartida, serão considerados os requisitos para a otimização da operação dos sistemas elétricos e resgatados os preceitos do planejamento sistêmico no Brasil, consolidados nas diretrizes do Plano 2015³⁹.

³⁸ Além disso, descreve-se a metodologia desenvolvida para precificação da oferta de energia, bem como os resultados obtidos pela aplicação desta sobre os empreendimentos definidos no plano decenal de expansão (ELETROBRAS, 2000). Cabe salientar que os parâmetros macroeconômicos utilizados reportam-se à época da institucionalização da reforma do setor elétrico brasileiro, ou seja, início de 1998. Em última análise, replicam as condições de investimentos no momento em que as regras de planejamento são abandonadas e substituídas pelos sinais percebidos pela lógica de mercado.

³⁹ Último plano setorial de longo prazo desenvolvido no âmbito da Eletrobrás e que antecedeu o Projeto Re-Seb (ELETROBRÁS, 1993).

4.1 Questões Qualitativas

4.1.1 Características de Atratividade pela Ótica Privada

Segundo LEITE (1997, p. 287), de modo geral, “(...) o novo quadro institucional veio favorecer novas oportunidades para projetos de usinas térmicas, principalmente de produtores independentes.”

No modelo de planejamento determinativo, sendo as Estatais as principais empreendedoras, a remuneração do capital próprio garantido pelo custo do serviço situava-se entre 10% e 12% ao ano. Logo, as comparações entre as fontes de oferta de energia se faziam na base de taxa de remuneração dos ativos de 10% ao ano. Todavia, nas condições atuais, especula-se a necessidade de uma remuneração do capital próprio entre 15% e 18% ao ano para que o empreendimento seja atrativo no mercado de capitais. Com efeito, a modificação tende para a atratividade das usinas termoelétricas de menor investimento e mais rápida construção (LEITE, 1997).

O menor tempo de maturação, bem como o menor aporte de capital dos empreendimentos em termoelétricas - comparadas às hidroelétricas - são de extrema importância para a iniciativa privada e, conseqüentemente, de maior atratividade. O endividamento de grandes proporções, verificado pela análise dos demonstrativos financeiros da empresa, cria um efeito negativo sobre a credibilidade desta empresa junto ao mercado (IUDÍCIBUS & MARION, 2000). Quanto maior o nível de endividamento, maior será o risco aos credores, o que se traduz no aumento da taxa de juros (ou prêmio) que esta empresa precisará oferecer ao mercado para obter capital para os respectivos investimentos. Este aumento irá implicar, naturalmente, no

incremento do custo de capital da empresa que, por sua vez, diminui a atratividade dos empreendimentos, tornando-a menos competitiva no mercado.

Na prática, a maioria das empresas apresenta estrutura de capital mista, com patrimônio e endividamento (GITMAN, 1994). Assim, são feitos ajustes para criar um custo médio ponderado de capital que reflita as proporções de capital próprio e endividamento e o retorno apropriado sobre ambos. Dado que os pagamentos de dívidas podem ser lançados contra impostos da pessoa jurídica, o custo médio ponderado do capital é normalmente expresso pela equação (4.1):

$$CMCP = k_e \cdot \frac{E}{(D + E)} + k_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{(D + E)} \quad (4.1)$$

Onde:

- k_e - retorno apropriado sobre o patrimônio ou custo do capital próprio
- k_d - custo do endividamento ou custo do capital de terceiros
- T - alíquota do imposto de pessoa jurídica
- E - volume de capital próprio utilizado
- D - volume de recursos de terceiros utilizado

O custo do capital de terceiros é basicamente determinado pela média ponderada dos encargos de dívidas, conforme o saldo que a empresa tenha em carteira. Para determinar o custo do capital próprio, normalmente utilizam-se dois métodos para estimativa da taxa apropriada de retorno sobre o patrimônio (GITMAN, 1994):

(i) o modelo de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM);

(ii) o modelo de crescimento de dividendos (DGM⁴⁰).

Todavia, o CAPM é o mais empregado e academicamente mais aceito dentre as duas abordagens. Foi objeto de testes exaustivos, às vezes questionáveis, mas se mantém como a abordagem mais popular para a estimativa de taxas de retorno apropriadas (COOPERS & LYBRAND, 1997). Em termos gerais, sujeito a certas premissas, o CAPM determina a taxa de retorno apropriada sobre um bem de capital de acordo com a equação (4.2):

$$R_a = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad (4.2)$$

Onde:

R_f - taxa de retorno prevista “livre de riscos” - freqüentemente considerada como a taxa real de retorno em títulos do Governo;

R_m - taxa prevista de retorno de “mercado” - a taxa de retorno sobre uma carteira de ativos que represente todas as oportunidades de investimento do mercado em questão; e

β - indicador de risco do ativo em relação ao risco do mercado. Especificamente, β é a covariância entre o retorno do ativo e o retorno do mercado, dividida pela variância do retorno do mercado.

Cabe salientar que o custo de capital próprio é, em condições normais de operação financeira, superior ao custo de capital de terceiros. Pela estrutura contábil oficial, as dívidas e financiamentos compõem o exigível de longo prazo (exceto em

⁴⁰ O modelo de crescimento de dividendos (DGM) é uma análise muito mais simples baseada na premissa menos plausível de que os dividendos pagos aos acionistas crescerão a uma taxa real constante (nos mercados livres, gerentes financeiros procuram proporcionar dividendos de crescimento estável para sinalizar a saúde financeira das empresas). Partindo desta premissa, a fórmula abaixo liga o retorno sobre o patrimônio à razão de preço/lucro e à taxa de crescimento dos dividendos.

$P/E = 1/(k_e - g)$

Onde:

P/E é a razão preço/lucro;

k_e é o retorno sobre o patrimônio; e

g é a taxa de crescimento dos dividendos.

casos de empréstimos para capital de giro), enquanto o capital próprio compõe o patrimônio, ou seja, não exigível durante vida da empresa (IUDÍCIBUS & MARION, 2000). Como o patrimônio tem a última prioridade de pagamento em condições de insolvência da empresa, o mesmo é mais “arriscado” e, por isso, “exige” uma taxa de remuneração superior.

4.1.2 Ótica de Planejamento Sistêmico

Consoante com o exposto no item 2.4.2, o planejamento sistêmico do setor elétrico deve ser coerente com o planejamento global da economia, em função da essencialidade sócio-econômica da energia elétrica. Assim, o planejamento sistêmico deve ser elaborado de forma a implementar as diretrizes globais da economia do País, oferecendo ao consumidor de energia elétrica um serviço com qualidade adequada e baixo custo (ELETROBRAS, 1993).

4.1.2.1 - Premissas Econômicas

Pela teoria microeconômica da produção, a maximização do benefício para a empresa se dá quando o custo marginal de produção iguala-se ao preço de mercado. Ao romper esta relação, a decisão de aumento da produção para atender à demanda crescente se fará pela expansão física da capacidade de produção.

No primeiro caso, vislumbra-se o custo marginal de curto prazo, ou seja, o atendimento da demanda com a mesma capacidade existente, enquanto a expansão

física do sistema classifica a análise de longo prazo. No caso do setor elétrico, no escopo de curto prazo ou de operação, o acréscimo de carga pode ser suprido através da diminuição do vertimento das usinas hídricas, da maior geração das usinas térmicas e pelo aumento do risco de déficit esperado. Por analogia, na ótica de longo prazo ou de expansão, o atendimento ao crescimento da carga se dá pela incorporação ao sistema de uma nova usina geradora, que deverá ser, por racionalidade, a mais econômica disponível para a expansão.

Isto exposto, fica subentendido que o critério em que se baseia a expansão e a operação dos sistemas elétricos é o de atender aos requisitos de mercado a custo mínimo, desde que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória aos usuários.

Assim, conclui-se que a condição conceitual ótima de minimização do custo total da expansão do parque gerador pode ser determinada pela igualdade, a cada instante, entre o custo marginal de operação e o custo marginal de expansão.

4.1.2.2 - Considerações sobre o Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica

A expansão de sistemas termoeletricos baseia-se, principalmente, no estabelecimento de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura, enquanto que a expansão de sistemas hidroeletricos é baseada na capacidade de atendimento ao mercado de energia futuro, conforme um critério normativo de garantia de suprimento.

A principal diferença reside no fato de que a variável de dimensionamento de sistemas termoeletricos é a demanda, pois a capacidade nominal de geração é

considerada suficiente para o atendimento aos requisitos de energia, haja vista não haver limitações da quantidade de combustível disponível. Todavia, a disponibilidade de geração em sistemas hidroelétricos depende das afluências futuras, sobre as quais tem-se um elevado grau de incerteza. Essa avaliação envolve algumas hipóteses sobre cenários hidrológicos futuros para se estimar a garantia de suprimento de energia. De acordo com Fortunato et. al. (1990, p. 72):

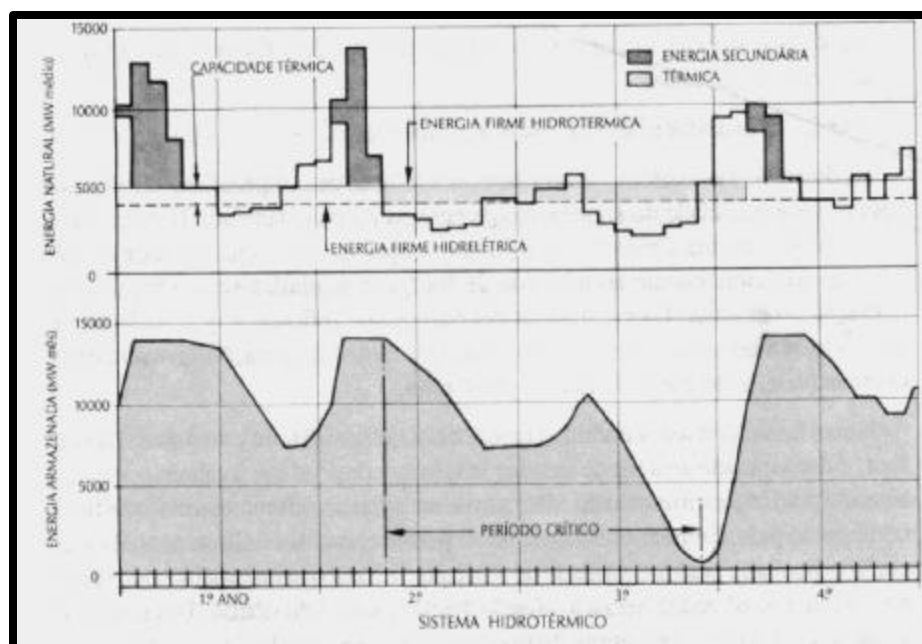
No planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos são conjugadas as características dos planejamentos de ambos os sistemas, ou seja, a garantia da energia para atendimento ao mercado e a disponibilidade de potência para suportar satisfatoriamente a demanda máxima futura são contempladas nos estudos de expansão.

Até 1986, o suprimento de energia foi oriundo da aplicação de critérios determinísticos que não levavam em conta, de forma explícita, a natureza aleatória dos fatores que o afetam⁴¹. O principal destes fatores, a incerteza da afluência futura, era modelado pela hipótese da repetição de vazões como aquelas historicamente registradas. Assim, a "energia firme" da unidade geradora era definida pela sua contribuição de energia ao sistema, quando da ocorrência do período crítico do mesmo. Ou seja, período de vazões históricas em que o armazenamento de energia do sistema parte de seu nível máximo ao seu nível mínimo, sem a ocorrência de déficits de suprimento. Sob este conceito, a complementação térmica acrescenta à "energia firme" do sistema um montante equivalente à potência máxima contínua

⁴¹ Atualmente, o critério de "energia firme" foi subjugado pelo de "energia garantida" ou probabilística. Parte do pressuposto de que o histórico de vazões naturais é, em termos estatísticos, uma amostra do processo estocástico de gerações de vazões da natureza. Logo, é possível, por algoritmos adequados, gerar séries sintéticas de vazões prováveis vinculadas às características reais das vazões verificadas na natureza. Neste caso, o sistema é dimensionado para atender o mercado sob um dado nível de risco de *déficit* aceitável. O risco anual é obtido pela relação entre a quantidade de séries sintéticas que ocasionam *déficit* e o número de séries - em média 2000 – sintetizadas (ELETROBRÁS, 1993).

disponível em suas respectivas plantas. A representação da complementação térmica, no critério determinístico, pode ser ilustrada conforme a figura 4.1.

Figura 4.1 – Representação do acréscimo de energia firme pela complementação térmica



Fonte: Fortunato et. al (1990).

Sob estes aspectos, a expansão no sistema hidrotérmico baseia-se na incorporação ao sistema gerador existente de novas unidades geradoras dos diferentes tipos, levando-se em conta suas características técnicas e econômicas. A ordenação das alternativas de expansão futura é usualmente baseada nos índices custo/benefício das novas usinas.

Os custos considerados são referentes a investimentos, a operação e manutenção e a combustíveis no caso das termoelétricas⁴². O benefício é entendido

⁴² A título de simplificação, foram suprimidos alguns componentes de custo, tais como os investimentos de capacidade de potência de ponta, os respectivos custos operacionais, o custo da transmissão - atualmente, visto como tarifa de rede básica, e o custo de investimento e

como a própria energia produzida. Como os tipos de usinas têm vidas úteis econômicas diferentes, a relação custo/benefício é expressa em custo anualizado por energia anual produzida. Cabe ressaltar que, nos sistemas com usinas hidroelétricas, o benefício, ou melhor, a capacidade de produção de energia está associada ao critério de garantia de suprimento, isto é, à energia firme ou à energia garantida anual. O índice custo/benefício (ICB) de uma usina geradora pode ser decomposto nas seguintes parcelas (equação 4.3):

$$ICB = C_I + C_{O\&M} + C_C \quad (4.3)$$

onde:

C_I - custo anual do investimento da usina (\$/MWh)

$$C_I = \frac{I \cdot FRC(n, i)}{E \cdot h}$$

onde:

- I - investimento total na usina (\$)
- FRC - fator de recuperação do capital
- i - taxa de desconto anual (%)
- n - vida útil da usina
- E - energia agregada⁴³ ao sistema (MWmed)
- h - quantidade de horas anuais (8760 h)

$C_{O\&M}$ - custo anual de operação e manutenção da usina (\$/MWh)

$$C_{O\&M} = \frac{CAO \cdot P}{E \cdot h}$$

manutenção da conexão da unidade geradora ao sistema de transmissão. Nota-se que a compensação financeira por utilização de recursos hídricos pode compor o custo operacional das usinas hidroelétricas. Contudo, deve-se observar que a mesma é cobrada pela energia efetivamente gerada no ano e não apenas sobre a garantida. Cabe, ainda, salientar que, neste caso, o juro durante a construção compõe o próprio investimento.

⁴³ No caso das usinas hídricas, é a própria energia garantida, enquanto que, para as usinas térmicas, é a capacidade nominal operativa.

onde:

CAO - despesa anual de operação e manutenção (\$/MW)

P - potência instalada na usina (MW)

C_c - custo anual de combustível da usina (\$/MWh)

$$C_c = CUT \cdot h$$

onde:

CUT - custo unitário do combustível (\$/t ou \$/m³)

η - consumo específico médio da usina (t/MWh ou m³/MWh)

Algebricamente, o ICB - que define a ordem de mérito, ou seja, a atratividade econômica das opções de geração - é mensurado em R\$/MWh, independentemente do despacho real das usinas. Em última análise, é determinado pela energia "estável" agregada ao sistema. No caso das hídricas, essa energia "estável" é mensurada pela energia garantida, enquanto que, no caso das térmicas, a mesma é quantificada pela capacidade operativa das plantas.

Vista sob a ótica normativa, a expansão da capacidade de geração é determinada pelas condições críticas do sistema hidrotérmico, pois a energia de oferta das usinas hidráulicas é a energia garantida estimada sob condições hídricas restritivas. Considerando o sistema nessas condições, as usinas térmicas são despachadas na totalidade.

Mediante estas análises, pode-se concluir que, exclusivamente pela ótica da expansão da oferta, as características de despacho - flexível ou inflexível - das usinas térmicas não alteram a ordem de mérito dos projetos. Esta constatação é de suma importância, pois pode ser associada à hipótese que sustenta a expansão da oferta

nos moldes competitivos. O menor ICB é o que dita a maior atratividade do empreendimento pela ótica privada⁴⁴.

Todavia, como mencionado anteriormente, o critério determinístico de garantia de suprimento foi substituído, em 1986, pelo critério probabilístico (energia garantida), haja vista as principais restrições (FORNTUNATO et. al, 1990):

- os riscos de não atendimento do mercado futuro não eram quantificados;
- o registro das afluições passadas não vislumbrava cenários hidrológicos factíveis e com a mesma probabilidade de ocorrência futura; e
- a hipótese de operação conjunta do sistema hidrotérmico que minimiza o custo total de operação não era incorporada.

Assim, a consideração no planejamento sistêmico sobre esta última limitação do critério determinístico faz com que o critério probabilístico assegure o atendimento ao mercado de energia elétrica, dentro de padrões pré-estabelecidos de qualidade e a mínimo custo. Ou seja, o sistema estará otimizado quando o custo marginal de longo prazo igualar-se ao custo marginal de curto prazo ou de operação. Com efeito, é necessário incorporar à tomada de decisão de expansão o sinal de operação ótima do sistema, isto é, a variável de despacho das usinas é relevante para a expansão a custo mínimo.

Por um conceito normativo, o primeiro estudo de expansão que internaliza apenas a variável de longo prazo é conhecido como Estudos de Longo Prazo, dentro de um período de até 30 anos. Considerando horizontes de planejamentos mais curtos, o nível de detalhamento pode ser expandido. Nestes, os Estudos de Médio Prazo

⁴⁴ Quantificado no item 4.2.2.

permitem que sejam internalizadas as condições operativas do sistema, de modo a concatenar os custos marginais de expansão com os de operação. Por fim, o terceiro nível temporal, que, por analogia, é conhecido como Estudos de Curto Prazo, busca ajustar o programa de expansão frente às variáveis conjunturais como, por exemplo, variações do mercado de energia elétrica e atrasos no cronograma de obras. (FORTUNATO et. al., 1990)

Em suma, os Estudos de Longo Prazo são caracterizados pela grande quantidade de informações de pouca precisão face ao natural nível de incertezas das variáveis básicas e são fundamentalmente influenciados por condicionantes estratégicos ligados à disponibilidade de recursos primários e tecnológicos; nos Estudos de Médio Prazo, satisfeitas as metas impostas pelo longo prazo, a condição de economicidade (custo mínimo) dos programas de expansão é determinante; e, por fim, nos Estudos de Curto Prazo, as restrições físico-financeiras e os fatores conjunturais preponderam (ELETROBRAS, 1993).

Qualitativamente, o ponto de partida das simulações dos estudos de médio prazo é a ordenação das usinas, elencadas por ordem crescente dos respectivos ICB obtidos nos estudos de longo prazo, bem como a presente capacidade do sistema gerador. O segundo procedimento, condicionado ao programa de expansão sinalizado no longo prazo, é internalizar as variáveis associadas às interligações físicas entre os subsistemas, a fim de garantir o suprimento ao mercado estimado mediante os padrões pré-estabelecidos de confiabilidade. A verificação das condições de atendimento ao mercado é efetuada através da simulação da operação do sistema e da análise de confiabilidade de ponta. Mediante estes resultados, pode-se alterar a ordenação de obras, inicialmente sugeridas no Estudo de Longo Prazo, até que o

mercado seja atendido dentro de níveis desejáveis de garantia e a custo mínimo. (FORTUNATO et. al., 1990)

Assim, a inflexibilidade da operação das UTE cria uma função de truncamento dentro do universo de possíveis estados de otimização da operação. Com efeito, além do sobreinvestimento na capacidade de geração de energia que pressionará as tarifas, pode-se conjecturar o aumento da taxa de vertimento das usinas hidroelétricas, em detrimento da contínua queima de combustíveis das UTE de operação inflexível.

Isto exposto, pode-se concluir que a inflexibilidade dos despachos das usinas termoeletricas interfere na operação ótima do sistema de oferta de energia elétrica, ou seja, a expansão sob a decisão individual privada não garante o custo mínimo⁴⁵.

4.2 Impactos Quantitativos

4.2.1 Formação do Custo da Geração de Energia Elétrica

Os preços de geração de energia elétrica são definidos, neste estudo, pela agregação dos custos de capital, de acordo com os quais o investimento é remunerado por uma dada taxa mínima de atratividade, com os custos variáveis.

Os custos de capital são determinados pela utilização da metodologia do valor presente líquido, através do fluxo de caixa descontado, aplicando-se valores médios - conforme a literatura consultada - de taxa de desconto, de vida útil e do tempo de construção. Os custos variáveis para cada fonte, de forma similar, são estimados

⁴⁵ Considerando as projeções do Plano Decenal de Expansão, o incremento de UTE inflexíveis no sistema até 2008 poderá elevar o custo de operação em até 70% (MOREIRA et. al., 2001).

conforme a literatura técnica consultada e considerando-se apenas os mais representativos na composição total, ou seja, os de operação e manutenção (O&M), além dos que são previstos para o combustível. Porém, considerando-se o novo arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro – a partir do qual a estrutura até então verticalizada foi desagregada em unidades de negócios - são incluídos os custos de uso da rede elétrica naqueles que são variáveis finais de geração. Os procedimentos dessa internalização, bem como da metodologia de precificação do uso da transmissão estão detalhados no Anexo I.

4.2.1.1 - *Custo de Capital*

O custo de capital representa a receita necessária para amortizar um dado investimento no horizonte de planejamento desejado, garantindo a taxa mínima de atratividade sobre o capital imobilizado.

O método utilizado para determinação desses custos de capital é baseado no Valor Presente Líquido que tem sua definição algébrica apresentada na Equação 4.4:

$$VPL = -I_v + \sum_{t=1}^n x_t \cdot (1+i)^{-t} \quad (4.4)$$

onde:

I_v – investimento (R\$);

x_t – o fluxo financeiro no ano t (R\$);

i – taxa de desconto (% ao ano);

n – horizonte de planejamento ou vida útil (anos)

As principais premissas são: o investimento é individualizado para cada unidade geradora conforme os dados apresentados no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro (ELETROBRAS, 2000); a taxa de desconto utilizada, ou seja, a taxa mínima de atratividade será a calculada pela ANEEL (Aneel, 2001) como taxa de retorno regulada do setor elétrico;⁴⁶ o horizonte de planejamento em função da vida útil média do tipo de fonte geradora em questão.

Considerando um fluxo financeiro uniforme durante a vida útil do projeto ($x_t =$ cte.) e que ele será remunerado pela taxa adequada, ou seja, que a taxa interna de retorno foi idêntica à taxa mínima de atratividade estipulada, vem (Equação 4.5):

$$x = \frac{Iv}{\sum_{t=1}^n (1+i)^{-t}} \quad (4.5)$$

Cabe salientar que o investimento total não ocorre integralmente no instante zero. Leva-se em consideração o tempo médio de construção da unidade geradora. Para efeito de simulação, o investimento total é fracionado uniformemente conforme o tempo médio de construção. Tal efeito é ilustrado no diagrama de Fluxo de Caixa, a seguir (Figura 4.2):

⁴⁶ Pode-se questionar a adoção de uma taxa de retorno utilizada para valorar uma atividade regulada – no caso de distribuição de energia – para empreendimentos não regulados como a geração de energia elétrica. Porém, avaliando a metodologia utilizada pelo Regulador para estimar a respectiva taxa – CMCP, bem como os parâmetros considerados para mensurá-la, pode-se argumentar que o respectivo valor está num patamar de operação do mercado e, por isso, factível de se utilizar na atividade de geração de energia elétrica.

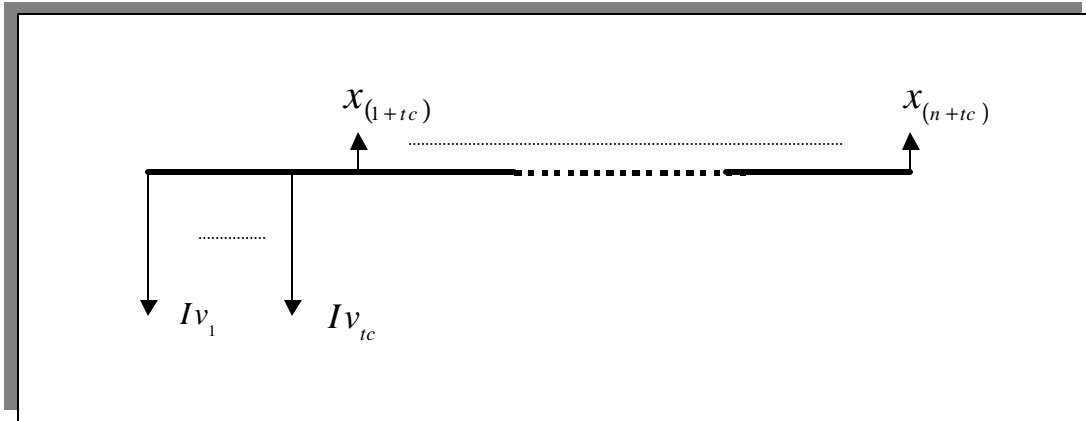


Figura 4.2 – Diagrama Fluxo de Caixa

onde:

tc – tempo médio de construção (anos);

Iv_z - investimento total (Iv) dividido pelo tempo médio de construção (tc), onde $z = 1, \dots, tc$ (R\$)

Com efeito, o investimento presente (Iv) é “levado” ao seu respectivo valor futuro (Iv^*) até o início da operação da usina, mediante a mesma taxa de desconto utilizada (i). Ou seja, a equação (4.5) é transformada em (4.6):

$$x = \frac{Iv^*}{\sum_{t=1}^n (1+i)^{-t}} \quad (4.6)$$

onde:

$$Iv^* = \sum_{t=1}^{tc} Iv_t \cdot (1+i)^{(tc-t)}$$

Por fim, é considerado um índice de dolarização do investimento conforme o tipo de tecnologia utilizada para a geração de energia elétrica. Esse índice é uma consequência direta do nível de importação de equipamentos do empreendimento. Estão consolidados, na Tabela 4.1, os índices adotados conforme a literatura consultada:

Tabela 4.1 – Parâmetros físicos e financeiros utilizados para determinar o custo de capital

		CC	CV	PCH	UHE
Vida útil	Anos (n)	20	20	50	50
Construção	Anos (tc)	2	2,5	2	4
Dolarização	%	60%	20%	0%	0%

Fonte: Elaboração própria, mediante dados oriundos de: Cecchi & Schechtman (1996); Fortunato *et.al.* (1990); Santos (2000) e Say (198-).

Onde:

CC – usina termoeletrica de ciclo combinado utilizando gás natural como combustível;

CV - usina termoeletrica de ciclo Rankine utilizando carvão mineral nacional como combustível;

PCH – pequena central hidroelétrica (Potência instalada até 30 MW); e

UHE – usina hidroelétrica de médio e grande porte (acima de 30 MW instalados).

4.2.1.2 - Custos Variáveis

Os custos variáveis das usinas são definidos, neste trabalho, como sendo: custo de manutenção e operação, custo do combustível - para o caso das usinas térmicas, custo de *royalty* pelo uso da água - para as usinas hídricas, e custo de uso da rede elétrica. Cabe salientar que as usinas enquadradas como Pequenas Centrais

Hidroelétricas estão isentas de recolhimento do *royalty*, ou melhor, da Compensação Financeira por Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) (BRASIL, 1997). Cabe ainda ressaltar que, para efeito de simplificação do modelo de simulação de preços de energia, os custos de CFURH serão tratados como custos de combustível das UHE.

Mediante consulta à bibliografia especializada, o custo de O&M, por tipo de usina, é consolidado⁴⁷ na Tabela 4.2, na forma de indicador binômio, ou seja, uma parcela do mesmo é representada R\$/kW.ano, enquanto a complementar, em R\$/MWh. Tal fato justifica-se pelas características de custos fixos de algumas despesas – mão-de-obra de operação - e de custos variáveis de outras despesas, lubrificação, por exemplo, existentes nas atividades que compõem os chamados custos de O&M.

Tabela 4.2 – Composição dos custos de O&M por tecnologia de geração elétrica

		CC	CV	PCH	UHE
O&M	R\$/kW.ano	14,40	15,30	6,63	3,31
	R\$/MWh	4,50	3,96	2,65	1,33

Fonte: Elaboração própria mediante dados de Eletrobras (2000), Voith (1999) e Say (198-)

Dadas as tecnologias de conversão termoelétrica consideradas neste estudo, o custo de combustível das usinas térmicas de Ciclo Rankine ou Ciclo Vapor (CV) é o preço médio do carvão mineral nacional (Tabela 4.3), pois a localização dessas centrais térmicas é próxima às minas, o que possibilita desconsiderar os custos de transporte. Entretanto o custo do combustível das usinas térmicas de ciclo combinado

(CC) é a composição do preço do gás natural e do respectivo transporte (gasoduto).
 Nota-se que os valores foram atualizados conforme a Portaria Interministerial (MF e MME) no. 176/01 e a Portaria, ANP, no. 101/01, respectivamente. (Tabela 4.4).

Tabela 4.3 – Preço médio do combustível para UTE – ciclo vapor

Uso (UTE)	Inertes (%)	kcal	MW	R\$/t	R\$/MMBtu
Jorge Lacerda	40	4.500	832	79,43	4,45
P. Médici	52	3.300	446	19,81	1,51
Charqueadas	55	3.100	72	39,72	3,23
Figueira	20	6.000	20	92,99	3,91
São Jerônimo	42	4.200	17	48,59	2,92
Preço Médio Ponderado					3,41

Fonte: Elaboração própria mediante dados de Eletrobras (2001).

Tabela 4.4 - Preço médio do combustível para UTE e da CFURH para UHE

	CC	CV	UHE
	R\$/MMBtu	R\$/MMBtu	R\$/MWh
Preço do Combustível* (ou CFURH)	4,64	3,41	2,02
Pedágio (transporte)	0,75	-	-
Preço Total do Combustível	5,39	3,41	2,02

Fonte: Elaboração própria mediante dados de Brasil (2001, 1996 e 1991), ANP (2001) e ANEEL (2000).

* convertido em moeda nacional pela taxa de câmbio de R\$ 1,80 por US\$ 1.00.

⁴⁷ Cabe salientar que os custos de O&M das usinas hidráulicas foram atualizados para o ano de 2001 pelo Índice Geral de Preços da Fundação Getúlio Vargas, enquanto os das usinas térmicas foram convertidos em moeda nacional pela taxa de câmbio de R\$ 1,80 por US\$. 1.00.

Considerando o rendimento médio característico da usina de ciclo combinado e uma usina de ciclo vapor, tem-se o custo médio variável de combustível consolidado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Custo final do preço do combustível

	Teórico	CC	CV
MMBtu / MWh	0,293	0,1451	0,0967
Rendimento	%	50%	33%
Custo	R\$/MWh	37,22	35,30

Fonte: Elaboração própria mediante dados de Say (198-).

Por fim, conforme os resultados das simulações obtidas no Anexo I, o custo médio de uso da rede de transmissão de energia elétrica é consolidado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Custo de transmissão de energia

Fonte	Tarifa Média de Rede Básica (R\$/kW)
UHE	1,029
UTE-CV	1,678
UTE-CC	1,121

Fonte: Elaboração própria mediante dados apresentados no Anexo I

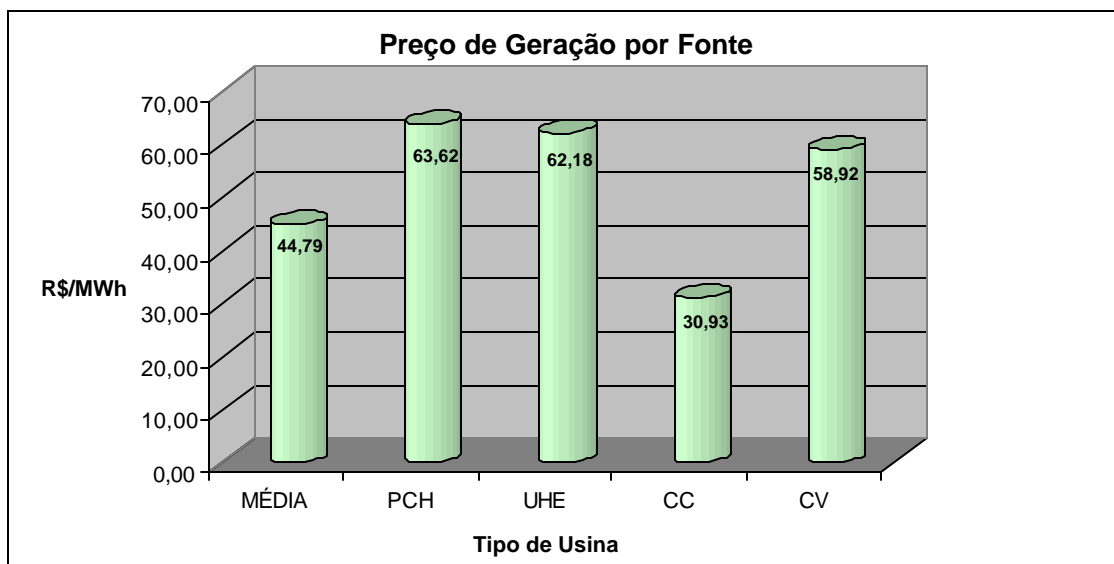
4.2.2 Determinação dos Preços de Geração de Energia Elétrica

Mediante a posse dos métodos e dos coeficientes técnicos definidos nos itens anteriores, passa-se à fase de simulações. Apresenta-se como “Cenário Base”, os resultados das simulações de precificação de energia elétrica por tecnologia de geração selecionada, conforme as condições macroeconômicas relativas ao início de 1998, época compatível com a implementação da Reforma do Setor Elétrico Brasileiro. Com efeito, considera-se a paridade cambial entre o dólar (US\$) e o real (R\$) e o preço do gás natural estimado em função do preço do petróleo internacional à época, isto é, US\$ 1.22 / MMBtu, quando o barril de petróleo estava na ordem de US\$ 14.21 (ver Figura 4.7, p. 135). Cabe salientar que, apesar de ser teoricamente correto considerar a influência da variação da taxa de câmbio e do preço do petróleo sobre o preço do carvão mineral nacional, optou-se por não buscar essa quantificação neste estudo. Justifica-se isso pela elevada “nacionalização” dos custos de produção e principalmente pelo frágil elo de elasticidade entre os preços desses energéticos, haja vista que a substituição no uso desses, quando factível, se dá no longo prazo, dada a necessidade de alteração do parque técnico.

Nota-se, ainda, que: todas as simulações para cada usina elétrica analisada encontram-se no Anexo III; a UTN de Angra III e a UHE Belo Monte, apesar de constarem do Plano Decenal de Expansão, foram excluídas das simulações, por distorcerem significativamente, dados os respectivos portes, os valores médios de análise do preço de energia.

Os resultados estão consolidados na Figura 4.3, sob a forma de preços médios proporcionais à energia determinada pela energia “firme” das usinas hídrica e pelo fator de capacidade das UTE (ELETROBRAS, 2000 e 1998).

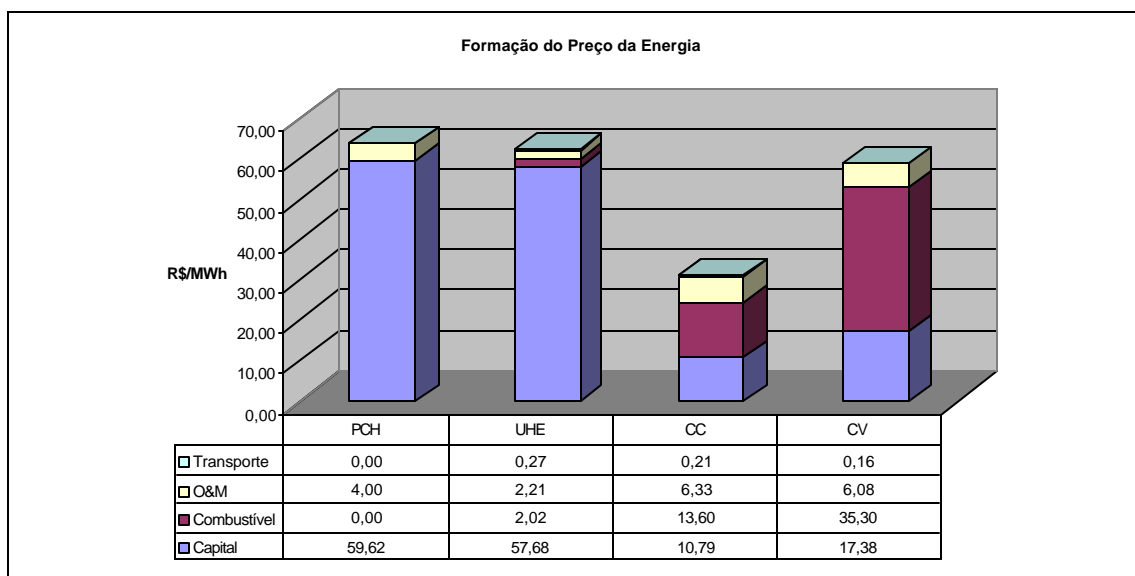
Figura 4.3 – Preço de geração por fonte - Cenário Base



Fonte: Elaboração própria.

A desagregação do preço de geração por fonte nas respectivas componentes de formação é consolidada na Figura 4.4.

Figura 4.4 – Componentes do preço de geração por fonte - Cenário Base



Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que, sob as condições do Cenário Base - 1998, os resultados das simulações demonstram que a opção pela expansão termoelétrica por ciclo combinado a gás natural tem menor custo médio de geração do que as opções da expansão hidroelétrica. Sob a ótica do agente privado, a expansão termoelétrica é mais atrativa e competitiva do que a expansão hidroelétrica. Além disso, sem entrar no mérito das questões de perda da otimização da operação do sistema hidrotérmico brasileiro e seus custos, os resultados, então parciais, poderiam ser utilizados de forma equivocada para sinalizar preços módicos aos consumidores e, conseqüentemente, fortalecer as hipóteses de reforma institucional do setor elétrico brasileiro⁴⁸. Porém, mesmo que parciais, os resultados seriam questionáveis pela ótica de planejamento sistêmico. Conforme as indicações contidas no Plano 2015, para sobre esses resultados uma série de incertezas que deveriam ser consideradas no planejamento da expansão da geração.

Pode-se extrair as seguintes observações do referido Plano (ELETROBRÁS, 1993, p. 50):

As metodologias e critérios até aqui apresentados levam em conta o caráter aleatório das afluências e das paradas forçadas das máquinas. Existem, no entanto, outros tipos de incertezas que também podem influenciar significativamente o Planejamento da Expansão, (...) *principalmente no que diz respeito à economicidade relativa dos diversos projetos e ou fontes de geração.* (...) As conclusões obtidas dos estudos já realizados, os quais, conforme mencionado, consideram apenas um tipo de incerteza, indicam a necessidade de uma revisão na metodologia e nos critérios utilizados para o Planejamento da Expansão da Geração.

⁴⁸ Cabe lembrar que a perda da otimização energética pela inflexibilidade de despachos das UTE a gás natural emana, na verdade, da inflexibilidade dos contratos tipo "take-or-pay" de gás natural. Pode-se conjecturar, então, que a flexibilidade no uso do gás pode trazer benefícios e modicidade tarifária para os usuários. Contudo, este benefício, nestas condições, não pode ser atribuído às condições de mercado competitivo, mas pela possibilidade da operação eletroenergética otimizada, tão almejada pela ótica de planejamento.

4.2.3 CENÁRIOS PROSPECTIVOS: uma ferramenta de mitigação de incertezas

No item anterior, foi sinalizado - desconsiderando-se a otimização operativa - que a opção pela expansão termoelétrica induziria à modicidade de preços de energia aos consumidores. Todavia, sob uma ótica de planejamento sistêmico, poderiam ser mensurados possíveis riscos dessas constatações, em última análise, determinísticas. Assim, conforme as observações contidas no Plano 2015 sobre a internalização de incertezas no planejamento setorial, o objetivo deste item é apresentar e desenvolver um método de prospecção de cenários como ferramenta de mitigação, ao menos em parte⁴⁹, dessas incertezas.

4.2.3.1 - Cenários Prospectivos: A Arte da Previsão

O estudo da prospectiva confunde-se com a própria história da humanidade, haja vista a preocupação do homem com o futuro. A futurologia pseudo-científica, isto é, a mística ciência da Astrologia, começou há cinco mil anos atrás, na Babilônia (JAGUARIBE, 2000).

Segundo esse autor, uma prospectiva fundamentada em critérios científicos deve ter como base o entendimento do processo histórico-social. O processo social consiste, essencialmente, na combinação de fatores de ordem estrutural e de ordem

⁴⁹ Dentre os principais tipos de incerteza mencionados no Plano 2015 (ELETROBRAS, 1993), destacam-se: projeções de demanda; evolução do preço dos combustíveis; evolução da taxa de desconto; prazos efetivos de construção dos projetos; e custos, restrições e exigências sócio-ambientais. Como poderá ser observado no desenvolvimento deste item, busca-se internalizar as incertezas quanto ao preço dos combustíveis e quanto às restrições ambientais, bem como, de forma indireta, os efeitos sobre a taxa de desconto resultantes da mudança da política cambial adotada no Brasil.

conjuntural. A combinação aleatória desses fatores e a liberdade humana diante dela, tornam imprevisível um dado futuro específico. Todavia as tendências estruturais são basicamente previsíveis. O autor ilustra isso, lembrando que pode se prever, em função de dados apropriados, que uma determinada sociedade esteja no caminho do seu desenvolvimento econômico ou, ao contrário, no caminho do declínio, ou que esteja no caminho do aumento ou decréscimo da população. Todavia cabe salientar que existe sempre presente a variável de ruptura do paradigma vigente, tornando a prospectiva tendencial, por mais paradoxal que seja, a mais provável de não ocorrer.

Os cenários surgiram após a Segunda Guerra Mundial como método de planejamento militar. Nos anos 70, atingiram uma nova dimensão com os trabalhos de Pierre Wack, então planejador no escritório de Londres da Royal Dutch/Shell (SCHWARTZ, 1995).

O objetivo era tentar descobrir acontecimentos que poderiam afetar os preços do petróleo, que mantinham-se razoavelmente estáveis desde o final da Segunda Grande Guerra. Esse produto era, de fato, considerado uma *commodity* estratégica. Os países consumidores fariam o possível para manter o preço baixo, visto que a prosperidade de suas economias industrializadas dependia dele, pois era o energético principal e sem substituto competitivo no curto prazo.

Todavia, à época, existiam vários acontecimentos significativos de cunho subjetivo, mas pertinentes pelo bom senso, que poderiam sugerir turbulências na suposta estabilidade. Os EUA estavam começando a exaurir suas reservas de petróleo⁵⁰. Enquanto isso, a demanda norte-americana, bem como a dos países industrializados crescia em patamares elevados. A OPEP - Organização dos Países

Exportadores de Petróleo - estava dando sinais de flexão de seu poder de monopólio e força política. A maioria dos países era islâmica e estava bastante ressentida com o apoio do Ocidente a Israel após a guerra dos seis dias entre árabes e israelenses, em 1967.

Mediante esses sinais, Pierre e seu colega Ted Newland chegaram à conclusão de que os árabes poderiam exigir preços mais altos para o petróleo. Após uma fase árdua de convencimento aos diretores da Shell, quando do advento da crise energética, em 1973, apenas essa companhia, dentre as principais mundiais, estava preparada e pôde adaptar-se mais rapidamente ao novo contexto. Com efeito, de uma das mais “fracas” das *Sete Irmãs*⁵¹, a Shell tornou-se a segunda maior perdendo apenas para *Exxon*. (SCHWARTZ, 1995)

Schwartz afirma (1995, p. 17): “Nas sociedades ocidentais, as pessoas são ostensivamente livres, mas sentem-se limitadas pela imprevisibilidade dos acontecimentos”. Nessas condições, os Cenários Prospectivos são uma ferramenta que busca reduzir a limitação quanto ao futuro, através da elaboração de previsões num mundo de vasta incerteza. Noutras palavras, a elaboração do cenário exige fazer escolhas hoje com a percepção de como elas poderão se viabilizar.

Nesse contexto, Schwartz (op. cit , p. 18) define Cenário como “uma ferramenta para ordenar a percepção sobre ambientes alternativos futuros, nos quais as decisões pessoais podem ser cumpridas. Alternativamente: um conjunto de métodos organizados para sonharmos sobre nosso futuro de maneira eficiente” e, por fim,

⁵⁰ Atualmente, as reservas americanas sustentam o próprio consumo por apenas 4,4 anos (BP *apud* BNDES, 1998).

⁵¹ Sete maiores empresas globais de petróleo.

conclui: “Essa abordagem é mais uma maneira disciplinada de pensar do que uma metodologia formal”.

Contudo, o autor, propõe uma “forma” de metodologia, estruturada em etapas, com o objetivo de disciplinar o pensamento para a elaboração dos cenários. Cabe salientar que este trabalho será elaborado prioritariamente sob essa ótica, o que não implica em total adoção, haja vista a aplicabilidade e as especificidades dele. Assim, conforme o exposto, adotaremos os seguintes parâmetros:

- *Questão principal:* identificar qual a influência da ótica de mercado, em detrimento da ótica de planejamento, sobre a formação do preço da energia elétrica.
- *Principais forças no ambiente local:* considerando a expansão da oferta de energia elétrica por centrais termoeletricas de ciclo combinado, os custos de expansão sofrerão influência direta da taxa de câmbio. Atualmente, o Brasil não dispõe de capacidade física produtiva de turbinas e equipamentos auxiliares dessas unidades, logo a expansão se dará por equipamentos importados.
- *Forças motrizes:* externamente, as principais forças motrizes que podem elevar a flutuação de preços estão relacionadas ao custo do combustível – gás natural –, bem como ao aumento das restrições de ordem ambiental, principalmente quanto às emissões de gases estufa.
- *Lógica do cenário:* A lógica do cenário sobre preço futuro do energético será pautada pela análise histórica dos acontecimentos, inspirada nos argumentos apresentados sobre as “tendências cíclicas”, mas também calcada em inspeções quantitativas dos parâmetros que possam sustentar a hipótese cíclica. No caso, conjecturar sobre o poder de mercado exercido pela OPEP, visto pela ótica da teoria

econômica. Não se pode deixar de mencionar a coincidência ou, dependendo da ótica, a ironia de se “cenarizar” a futura formação de preço do petróleo.

A lógica do cenário ambiental é calcada nas discussões da “Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima”, mais especificamente sobre as propostas apresentadas no Protocolo de Quioto, apesar das recentes dificuldades para ratificar o Protocolo, pela postura do atual governo estadunidense. Todavia, é preciso ter em mente o que afirma Jaguaribe (2000, p.80): “O futuro é sempre especificamente imprevisível (...) não somente por causa do imprevisível impacto das inovações tecnológicas, mas principalmente, em função das profundas mudanças culturais que estão ocorrendo no âmbito de sociedades consumistas de massa, em detrimento de seus valores superiores⁵²”. Essa sociedade, resultante da sociedade tecnológica de massas, surgiu com a revolução industrial sendo conduzida à expansão de suas necessidades cada vez mais distantes dos valores humanísticos que se desenvolveram desde a Grécia até meados do século XIX no movimento modernista (BERMAN, 1999). Nesse contexto, a questão ambiental, incluindo a própria condição de existência, passa a ser secundária na sociedade do consumo imediato. Entretanto, de forma lúdica, pode-se dizer que o designado cenário tendencial é o que tem a maior chance de não ocorrer. A conjectura das restrições ambientais, que definem esse cenário, torna-se mais factível no futuro próximo, haja vista a hipótese desenvolvida das tendências cíclicas e inspirações das postulações de Jaguaribe (2000, 168):

A sociedade tecno-consumista conduz, por um lado, a perspectivas alarmantes no que diz respeito ao futuro do homem e, por outro lado, abre

⁵² Esses valores comporiam o **humanismo**, entendido, em seu sentido mais amplo e concomitantemente básico, como um conjunto de atitudes e idéias que faz do homem e do elemento humano o objeto principal de sua própria ação (JAGUARIBE, 2000).

um espaço, embora pareça se revestir de bem menor probabilidade de efetiva ocorrência, para a emergência de um novo humanismo, de inspiração social e ecológica. Uma primeira suposição é presentemente inescapável: a de que as tendências alienantes que decorrem do corrente acoplamento do processo econômico-tecnológico com um consumismo intransitivo conduzem à formação do homem descartável e, com ele, ao colapso do futuro (...) Nada é mais importante, neste momento de transição do século XX para o que está para se iniciar, do que o reconhecimento de que está seriamente ameaçada a condição humana, até o ponto de pôr em risco a própria natureza humana. Um humanismo social-ecológico pode salvar a dignidade humana e ajustar o mundo econômico-tecnológico à transcendência do homem.

- *Detalhamento dos cenários*: escopo do anexo II .
- *Delimitação das implicações*: ou seja mensurar as implicações sobre o preço da energia elétrica produzida pelas centrais térmicas de ciclo combinado em relação às das usinas hidroelétricas (objeto do capítulo V).

Assim, foram vislumbrados dois Cenários Prospectivos quanto aos preços futuros da energia elétrica no Brasil originada de centrais termoelétricas de ciclo combinado ao uso do gás natural. O primeiro, quanto ao preço futuro do energético primário e o segundo, quanto às restrições ambientais sobre condicionantes antropogênicas do aumento do efeito estufa. Cabe ressaltar que o desenvolvimento completo da “lógica do cenário” conforme os preceitos de Schwart está consolidado no Anexo II.

4.2.3.2 – Quantificação e Impacto dos Cenários Prospectivos Delineados

O escopo desse item é quantificar e internalizar as prospectivas desenvolvidas anteriormente e observar os possíveis efeitos e variações sobre os preços da energia elétrica conforme as opções tecnológicas enquadradas no item 4.2.1.

Assim, os Cenários Prospectivos qualificados à época do processo de reforma do setor elétrico são definidos e agrupados em:

- *Cenário de Variação Cambial*, hajam vista o elevado nível de itens importados que compõem a usina térmica de ciclo combinado, bem como o custo do combustível que é parcialmente condicionado à moeda estadunidense;
- *Cenário Geo-Político do Petróleo*, dada sua elevada correlação com os preços do gás natural, hajam vista as características de viáveis “concorrentes imediatos”; e
- *Cenário de Restrições Ambientais*, considerando-se as possíveis taxações e/ou custos adicionais sobre emissões de gases estufa, principalmente o CO₂.

i. Cenário de Variação Cambial

Em meados de 1994 foi lançado pelo Governo Brasileiro um plano econômico conhecido como “Plano Real”. Esse plano teve o objetivo de alcançar a estabilidade econômica, reduzindo os galopantes índices de inflação. Sua base de sustentação foi a vinculação com uma moeda estável – no caso o Dólar americano – também chamada de “âncora cambial”. Com o decorrer do tempo, dada a inflação implícita acumulada, a relação efetiva entre as moedas começou a se distanciar. Com o câmbio administrado pelo governo, este o manteve o mais próximo possível entre as moedas, contudo de forma artificial. Com efeito, à medida que a administração cambial tornava a âncora mais “corroída”, tornavam-se mais freqüentes os “rumores” sobre alguma alteração na política cambial. Declinando-se das prévias observações de analistas de mercado e de política monetária, o próprio Banco Central do Brasil não pôde negligenciar essa

tendência em meados de 1998 ao citar em seu relatório política monetária (BCB, 1998): “A desvalorização mensal do real mostrou forte variação ao longo do trimestre (...) a exacerbação dos ânimos pareceu decorrer, basicamente, de rumores sobre quatro possíveis alternativas de política cambial, que passaram a circular pelo mercado (...) *dentre elas*⁵³ a mudança na política cambial, mediante a maxidesvalorização e/ou adoção do câmbio flutuante”.

Assim, após o que os técnicos da área econômica intitularam de “ataques especulativos” sobre as moedas de economias emergentes – entre elas, a brasileira – a política cambial foi modificada para preservar as reservas cambiais brasileiras, as quais se aproximavam de um montante que poderia indicar um possível descumprimento das obrigações financeiras externas, por absoluta falta de divisas (SINGER, 1999). Com efeito, o câmbio que às vésperas da mudança da política cambial batia aos R\$ 1,21 por US\$ 1.00, saltou, em poucos dias, para a ordem de R\$ 2,00, chegando ao auge de R\$ 2,20. Durante o ano de 2000, retrocedeu para um patamar de R\$ 1,80 por US\$ 1.00. Recentemente, ao final do ano de 2001, a referência cambial era da ordem de R\$ 2,60 por US\$ 1.00.

Isso posto, a primeira análise de sensibilidade do preço médio de geração de energia elétrica para cada usina prevista no Plano Decenal de Expansão é a que leva à comparação dos efeitos de três níveis cambiais, a saber:

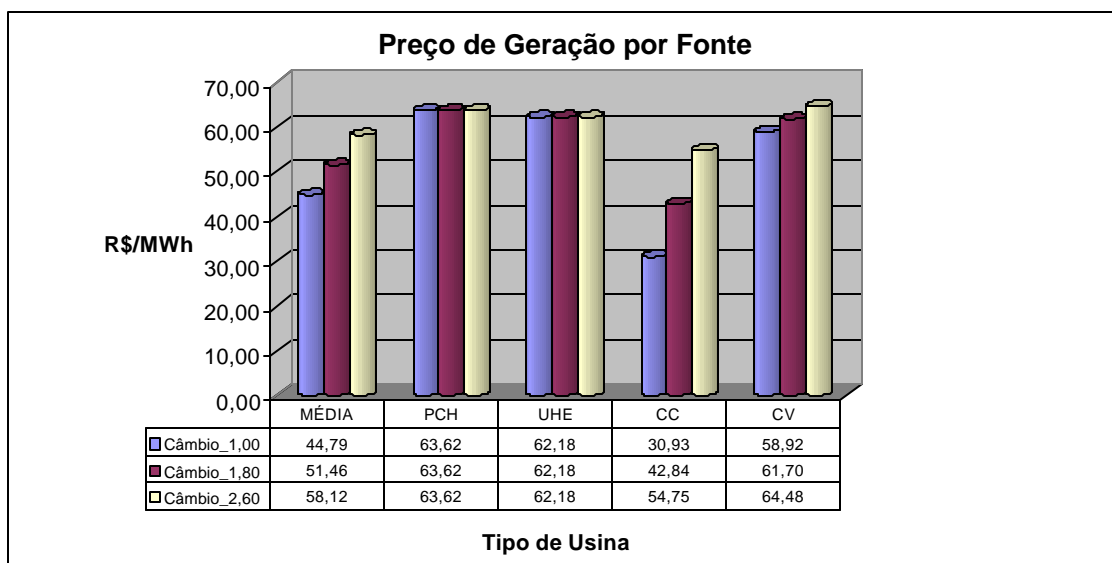
- antes da mudança da política cambial: R\$ 1,00 por US\$ 1.00 (Cenário Base⁵⁴);

⁵³ Além das possibilidades da imposição de restrições ao fluxo de capitais, da declaração unilateral de moratória e da passividade face ao processo eleitoral à época.(grifo do autor)

⁵⁴ Cabe salientar que o “caso base” reflete condições do início de 1998. Além da paridade das moedas, considera o preço do gás natural em um patamar de US\$ 1.22 por MMBtu conforme as hipóteses apresentadas no item 4.2.2

- condições referenciadas no Plano Decenal de Expansão 2000-2009: R\$ 1,80 por US\$ 1.00; e
- perspectivas atuais: R\$ 2,60 por US\$ 1.00.

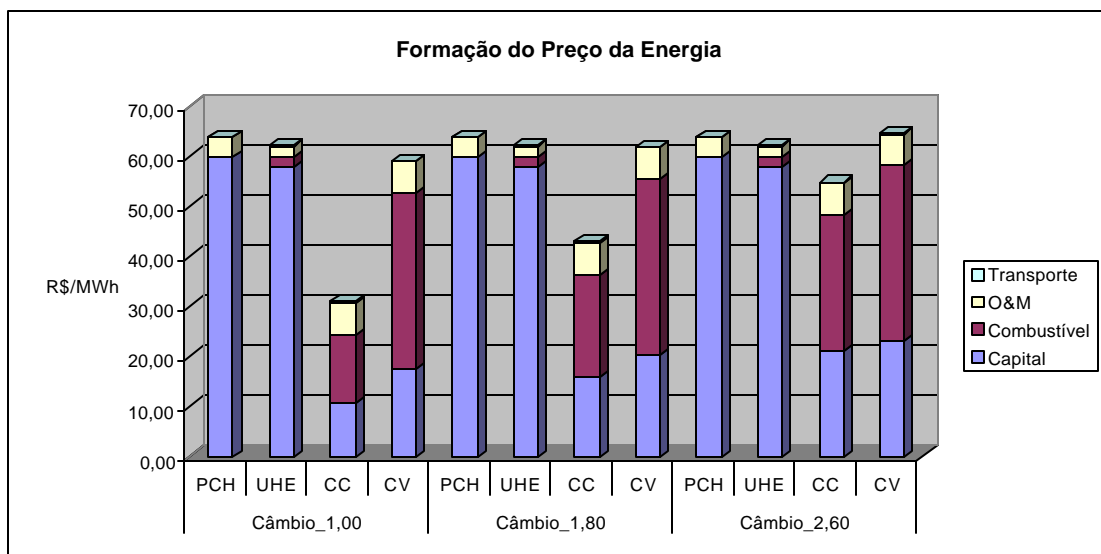
Os resultados estão consolidados na Figura 4.5, sob a forma de preços médios proporcionais à energia determinada pelo fator de capacidade de cada usina.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.5 – Sensibilidade do preço de geração conforme a taxa cambial

A desagregação do preço de geração por fonte nas respectivas componentes de formação é consolidada na Figura 4.6



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.6 – Componentes do preço de geração conforme a taxa cambial

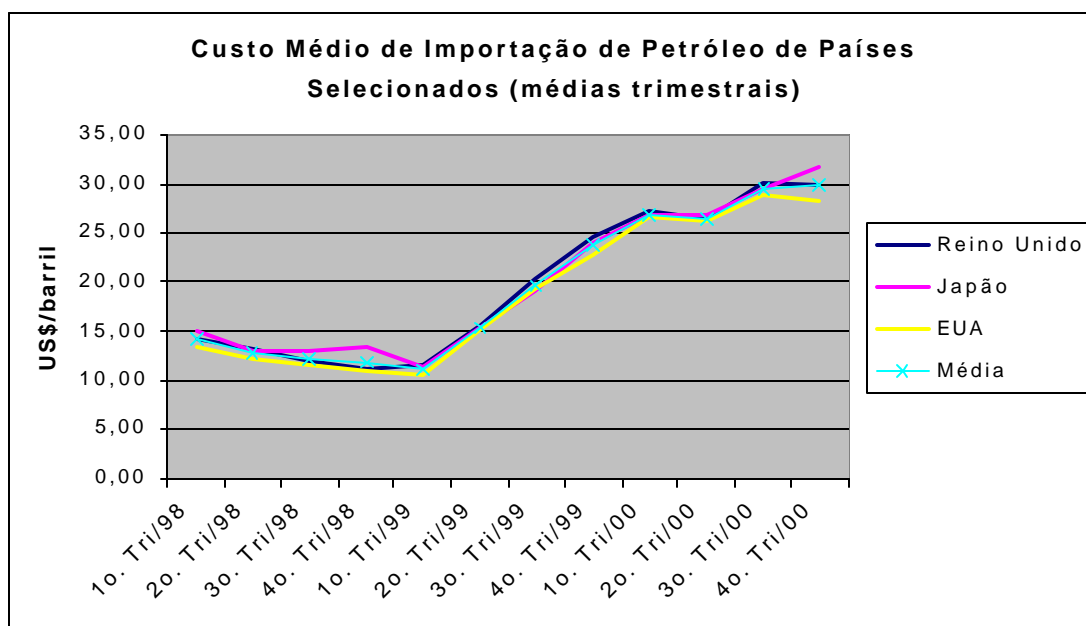
ii. Cenário Geo-Político do Petróleo

Considerando um mundo de economia globalizada, onde imperam os postulados da economia de mercado, o protecionismo e as posturas “cartelizadoras” de países em desenvolvimento não fazem parte das conjecturas consideradas pertinentes na ordem econômica mundial. Nesse contexto, o petróleo não passa de uma *commodity* de respeitado valor (PINDYCK e RUBINFELD, 1994). Todavia, recentemente, pôde-se observar um processo diferente da “tendência”⁵⁵. Os preços do petróleo internacional foram recuperados em curto período de tempo, através de uma bem sucedida política de quotas de produção implementada pela – até então

⁵⁵ Deve-se ter muito cuidado com o chamado cenário tendencial, pois o mesmo tem elevada probabilidade de não vir a ocorrer.

considerada no ostracismo - Organização dos Países Produtores de Petróleo, como pode ser observado na Figura 4.7, a seguir.

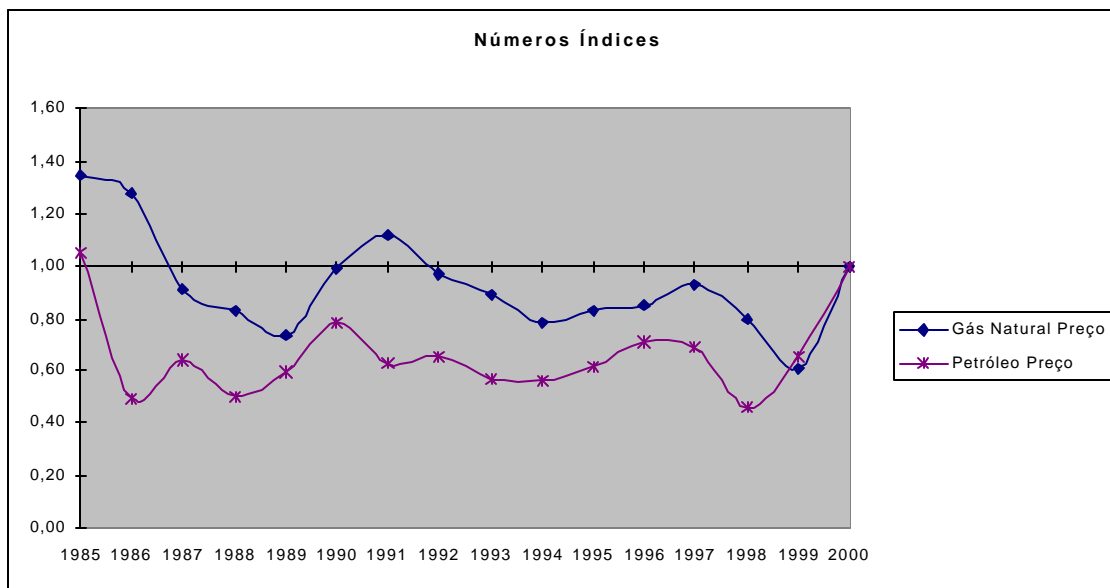
Figura 4.7 – Recente ascensão dos preços do petróleo em países selecionados



Fonte: Elaboração própria mediante os dados de IEA (2001)

Dentre as diversas consequências do aumento no preço do petróleo, a correlação com o preço do gás natural é a mais relevante para este estudo. Observando-se a evolução do preço internacional do petróleo, bem como a evolução do preço do gás natural, pode-se concluir que o preço do segundo acompanha a variação do primeiro com uma certa defasagem razoavelmente explicada pela elasticidade cruzada (Figura 4.8).

Figura 4.8 – Perfil da variação dos preços do petróleo e do gás natural (2000=1)



Fonte: Elaboração própria, mediante os dados de BP (2001).

Assim, as conjecturas sobre o preço do petróleo são base para as do preço do gás natural. Independentemente disso, foi homologada – através da Portaria Interministerial n. 3, de 17 de fevereiro de 2000 – a nova política de preços do gás natural para o mercado das concessionárias de distribuição. Em grandes linhas, o preço final será uma composição entre o custo do transporte (aproximadamente 15% de participação do preço final) e o custo do combustível, que é determinado por uma ponderação de uma cesta de óleos ajustados pela variação do câmbio. Ou seja, o preço do gás natural no mercado brasileiro estará condicionado ao preço do petróleo.

Normalmente as análises do mundo ocidental quanto à atual política de produção da Opep podem se resumir em conclusões como, por exemplo, “Segurar a produção pode dar maus resultados para a Opep” (BusinessWeek, 2001, p. 11). Replicam não apenas o racionalismo das características econômicas, mas também o

dopante poderio do primeiro mundo. Os argumentos baseiam-se no fato de que a baixa capacidade de produção mundial nos últimos anos, aliada ao crescimento acelerado da economia fortaleceram o poder do cartel da Opep trazendo bons resultados – preços do petróleo na ordem de US\$ 30.00 o barril - da respectiva política de cotas de produção. Essas análises evocam as leis de mercado para justificar a posterior “penalização” dessa política, ou seja, o ajuste da demanda ao novo patamar de preço e a ampliação da oferta de petróleo fora do grupamento da Opep lançarão os preços do petróleo para baixo. Segundo dados da *Baker Hughes*⁵⁶, existiam, em 2001, cerca de 2.300 plataformas de perfuração em funcionamento no mundo, 60% a mais do que em 1999. Além disso, a retração da economia mundial pesaria mais rapidamente no ajuste da demanda. Essas hipóteses balizam as conjecturas efetuadas pelo departamento de energia dos EUA, segundo as quais o preço do barril de petróleo, para a próxima década, estaria na ordem de US\$ 22.00 (EIA, 2001).

Todavia existem indícios para um cenário diferente. Em primeiro lugar, como poderá ser visto no anexo II, na história do petróleo, posturas prepotentes e arrogantes levaram a “alucinações superiores”, inibindo a correta análise do contexto da geopolítica do petróleo e, conseqüentemente, das decisões realizadas. O racionalismo mercadológico do ocidente não se aplica – conforme os manuais de microeconomia - inteiramente à lógica do mundo árabe. Outras variáveis não muito “racionais” imperam sobre as opções. Dentre as positivas, percebe-se um elevado nível de cumplicidade e cooperativismo desses países em questões de inserção no mundo “imperialista” de tal forma que – com raras exceções - a postura cartel é fortalecida. Vista pela teoria econômica, o poder de mercado do cartel é relacionado: à coerção dos agentes – o que é verificado –, à concentração que o cartel representa no mercado – produção e

⁵⁶ Companhia perfuradora de Houston, EUA

reserva – e por fim, mas não menos importante, à baixa elasticidade preço-demanda do produto. As atuais análises “ocidentais” para justificar a próxima penalização da política da Opep replicam as condições observadas no “contra-choque do petróleo”. Porém o atual contexto não é o mesmo. Na década de 70, as explosões do preço do petróleo não só modificaram a demanda no longo prazo, mas, concomitantemente, expandiram as fronteiras de prospecção de petróleo e viabilizaram novos energéticos – viabilidade dos gasodutos, expansão da energia nuclear, desenvolvimento de fontes renováveis, etc. A composição iterativa do ajuste da demanda pelo aumento da eficiência no uso da energia e pela opção de substituição energética criou as principais condições que induziram ao contra-choque do petróleo uma década após o primeiro choque. No atual contexto, as análises ocidentais dominantes não perceberam que a política de preço da Opep - que realmente provoca a expansão da oferta fora do cartel - não viabiliza a expansão dos energéticos substitutos. Noutras palavras, as análises desenvolvidas não consideram o fato de que a linha dominante do Cartel, conduzida pela Arábia Saudita, baseia-se no conceito, depurado, lançado pelo xá Reza Pahlavi em 1973 –, ou seja, que o preço do petróleo deve ser concatenado pelo custo de substituição. Além disso, não vislumbram que a expansão da oferta do petróleo induz, em última análise, à manutenção do mercado consumidor. Dessa forma, a possibilidade de elasticidade preço-demanda no longo prazo é bastante reduzida, até porque não há ofertas de fontes alternativas para a substituição, pois não se viabilizaram sem uma ruptura tecnológica. Por fim, cabe ressaltar que as novas fronteiras de prospecção de petróleo foram viabilizadas ao preço marginal, ou seja, aos US\$ 30.00 o barril.

Assim, calcando-se nessas hipóteses, é factível e mais fácil advogar que a atual política da Opep será bem sucedida no longo prazo, em detrimento das conjecturas dos analistas ocidentais.

Além disso, considerando-se o aumento do poder do cartel da Opep nos próximos anos, conforme a tendência de concentração das reservas disponíveis de petróleo no globo (Tabela 4.7)⁵⁷, o preço do barril poderá superar a referência anterior.

Tabela 4.7 – Evolução da concentração de reservas de petróleo provadas (%)

Ano	1977	1987	1997	2000
Países da OCDE	12,9	12,3	9,1	8,0
Países da OPEP	65,7	69,8	74,6	76,4
Demais Países	21,4	18,0	16,4	15,6

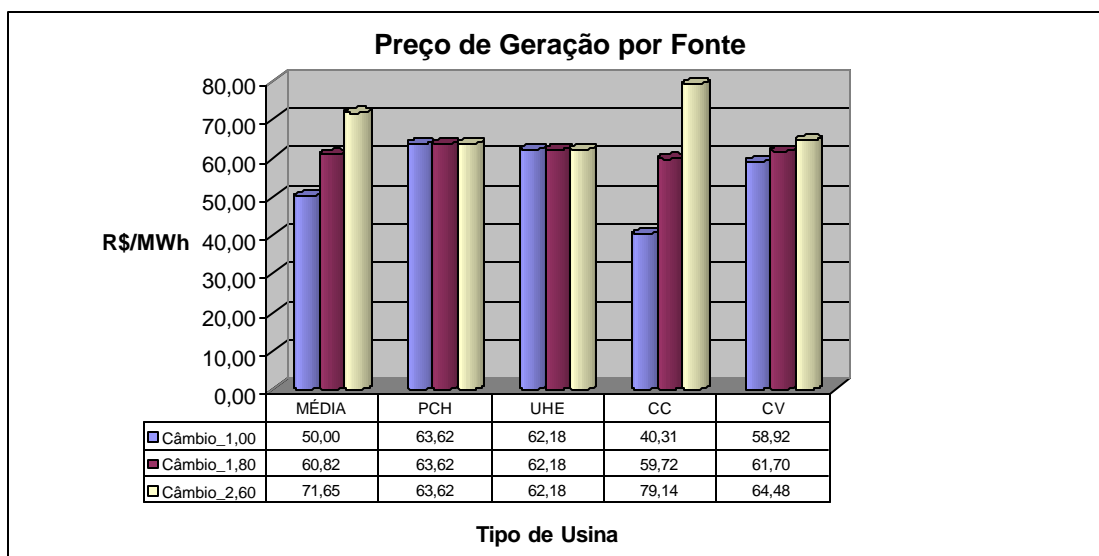
Fonte: Elaboração própria, mediante dados de BP (2001 e 1998)

Nesse ambiente, considerando-se a data de referência do cenário base, o preço do gás natural saltaria de US\$ 1.22 / MMBtu (início de 1998) para US\$ 2.60 / MMBtu (ao final de 2000). Para efeito de simulação, optou-se pelo valor homologado na Portaria Interministerial 176/01, isto é, US\$ 2.58 / MMBtu.

A análise de sensibilidade, nesse caso, usa a mesma matriz de sensibilidade do item 4.2.2, porém considerando o novo patamar do preço do gás nas condições vigentes.

⁵⁷ Efetuando uma simples projeção econométrica utilizando a função exponencial, apenas como referência de grandeza, em 2010, a concentração da Opep seria de aproximadamente 81,3 %.

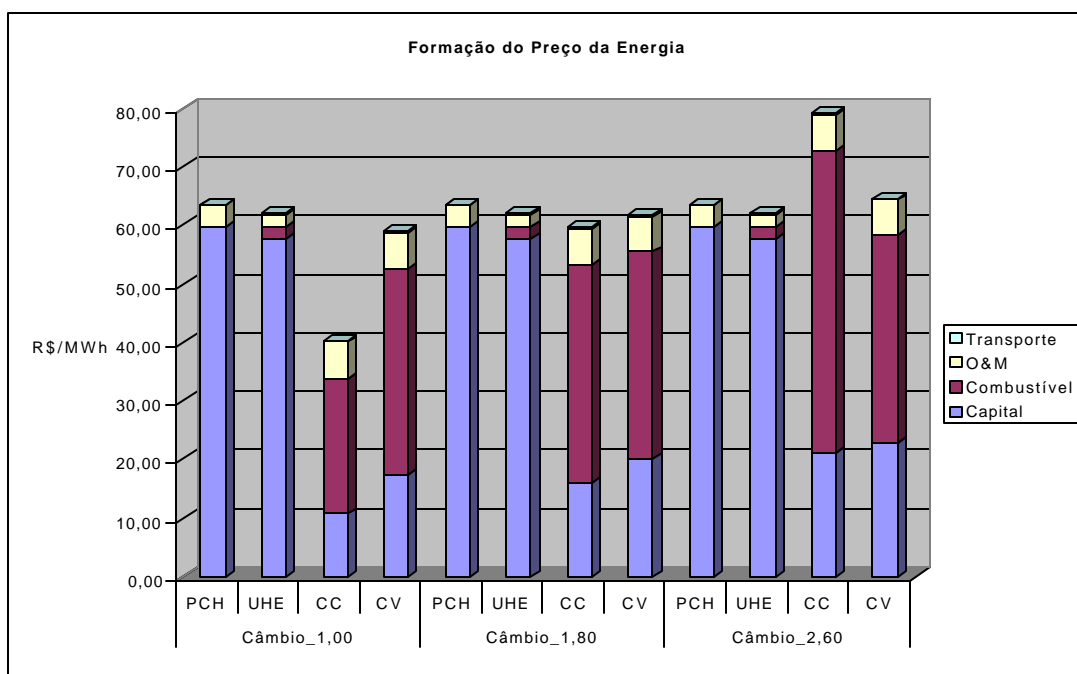
Logo, o preço de geração termoeleétrica torna-se menos competitivo se comparado ao preço da geração hidroelétrica, conforme pode ser visualizado na Figura 4.9. Cabe salientar que a taxa de câmbio de R\$ 1,54 por US\$ 1.00 torna indiferente, pela ótica econômica - a tomada de decisão entre a expansão térmica por ciclo combinado ou hidroelétrica. Nota-se que, por causa do aumento do preço do petróleo internacional, a opção térmica perde, em média, 11% de atratividade.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.9 – Preço de geração de energia elétrica conforme o aumento do preço do GN

A desagregação do preço de geração por fonte nas respectivas componentes de formação é consolidada na Figura 4.10.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.10 – Componentes do preço de geração conforme o atual patamar do preço do GN

iii. Cenário de Restrições Ambientais

Esse risco é quantificado pela possibilidade de que seja implementada, em nível internacional, a internalização dos custos sociais relativos aos efeitos da emissão de CO₂ – principal gás estufa de origem antropogênica. Cabe salientar que ainda existe uma elevada controvérsia sobre o tipo de instrumento a ser aplicado para incentivar a redução da emissão de gases estufa. Todavia, em última análise, qualquer das opções consideradas implicará no aumento de custos para as atividades econômicas produtivas que emitam dióxido de carbono.

Assim, para efeito de implementação quantitativa dessa hipótese, foi considerada a taxa ambiental sobre a emissão do dióxido de carbono. Como poderá

ser visto no item II.2.4, especula-se um índice de US\$ 15.00 / tC. Com efeito, o custo ambiental da emissão de carbono pelas usinas termoelétricas é condicionado pelas características químicas da fonte primária, bem como pelo coeficiente de rendimento de conversão de cada tipo de tecnologia. Na Tabela 4.8, a seguir, é consolidado o custo ambiental pela emissão de dióxido de carbono na forma de custo variável conforme a tecnologia empregada.

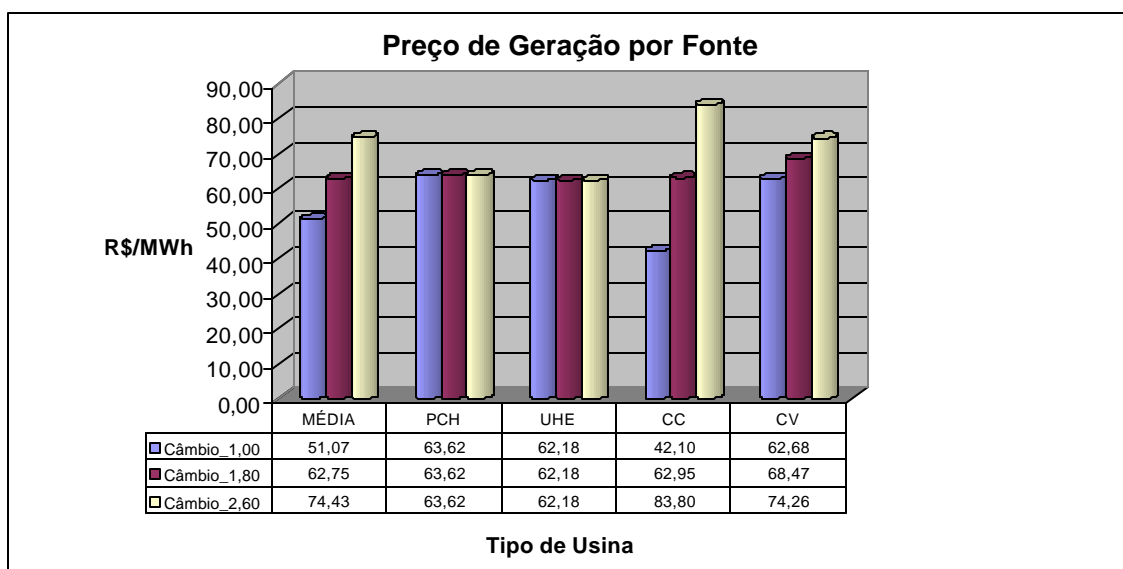
Tabela 4.8 – Estimativa do custo ambiental pela emissão de dióxido de carbono

Tecnologia		Ciclo combinado	Ciclo Vapor
Combustível		Gás Natural	Carvão Mineral
Taxa de emissão	US\$ / tC		15.00
Ajuste molecular	tC / tCO ₂		0,273
Coeficiente de emissão	tCO ₂ / MWh	0,438	0,919
Custo ambiental	US\$ / MWh	0.90	1.88

Fonte: Elaboração própria, mediante dados de Rosa & Scherchtman (1996), Hinostroza & Guerra (1999) e Say (198-)

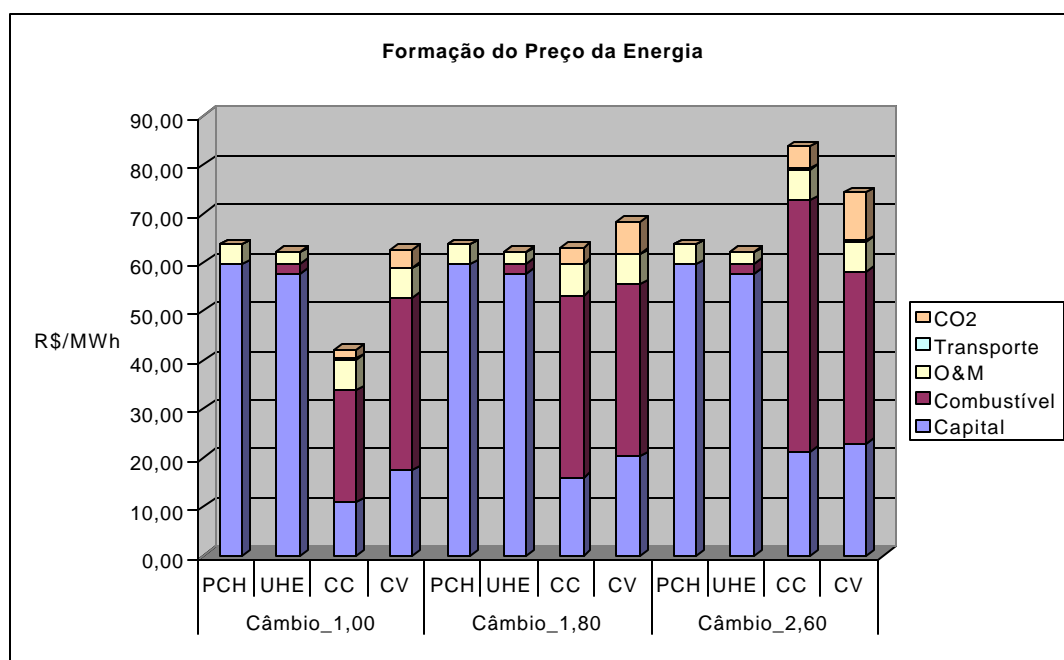
Por fim, considerando-se a taxa sobre a emissão de carbono e as condições de formação de preço do gás natural definidas no item (ii), o preço de geração termoelétrica torna-se menos atrativo se comparado ao de geração hidroelétrica, como é consolidado na Figura 4.11.

A desagregação do preço de geração por fonte nas respectivas componentes de formação é consolidada na Figura 4.12.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.11 - Sensibilidade do preço de geração conforme o custo ambiental do CO₂



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.12 – Componentes do preço de geração conforme o custo ambiental do CO₂

iv. Análise dos Resultados

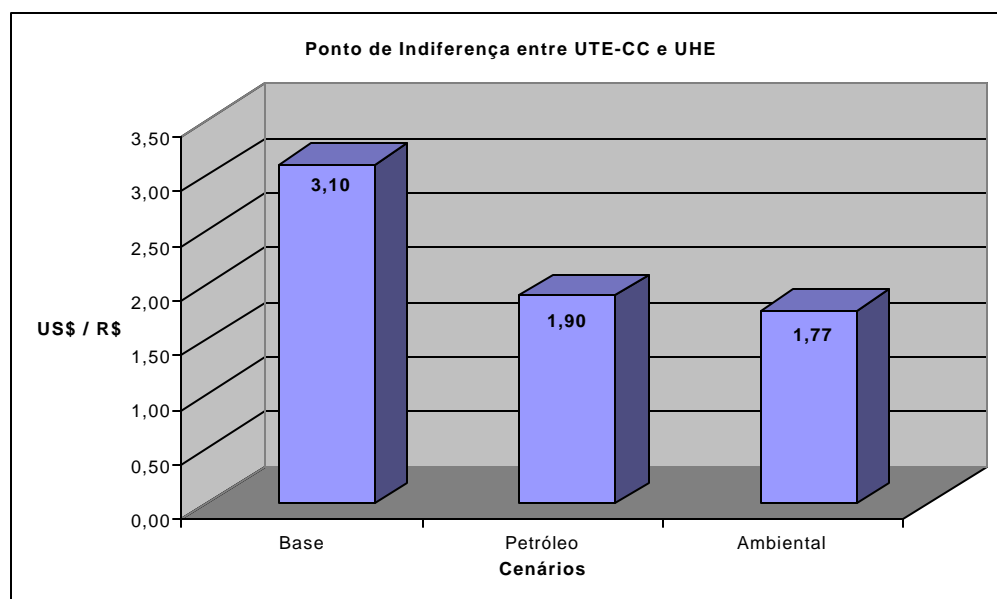
Primeiramente, cabe salientar que a modelagem de precificação desenvolvida é parcial, pois não internaliza os ganhos energéticos operativos do sistema hidroenergético. À medida que entram em operação novas usinas hidroelétricas, especialmente as que tenham reservatórios de acumulação, a energia garantida das usinas à jusante tende a agregar o benefício de regularização da nova usina à montante. Assim, deve-se observar que os resultados de precificação das UHE tendem para o conservadorismo⁵⁸. Dado que o investimento imobilizado não se altera e os custos variáveis já foram, como o próprio nome indica, mensurados na unidade variável, o numerador é estável, mas com a expansão do denominador – energia assegurada –, o indicador preço das UHE tende a reduzir.

Mediante o escopo delimitado, os resultados dessa análise de sensibilidade - apenas com os parâmetros internalizados - demonstraram o quanto variável é o preço da geração termoelétrica, principalmente da opção por ciclo combinado utilizando o gás natural. Tal consequência está em função de sua elevada dependência de equipamentos importados e do principal custo operacional, o gás natural. Noutras palavras, o custo de capital está condicionado à taxa de câmbio, enquanto o custo operacional correlaciona-se com a composição da taxa de câmbio e o preço internacional do petróleo.

Nota-se que, devido à mudança da política cambial, o custo de geração das UTE-CC sofreu elevada variação. Consolida-se, na Figura 4.13, a taxa de câmbio

⁵⁸ Fato desejável e compensador qualitativo das incertezas quanto à mensuração dos investimentos das UHE. Porém cabe salientar que a incerteza pode ser para mais, o que justifica a compensação, ou para menos, o que reduziria ainda mais o indicador-preço.

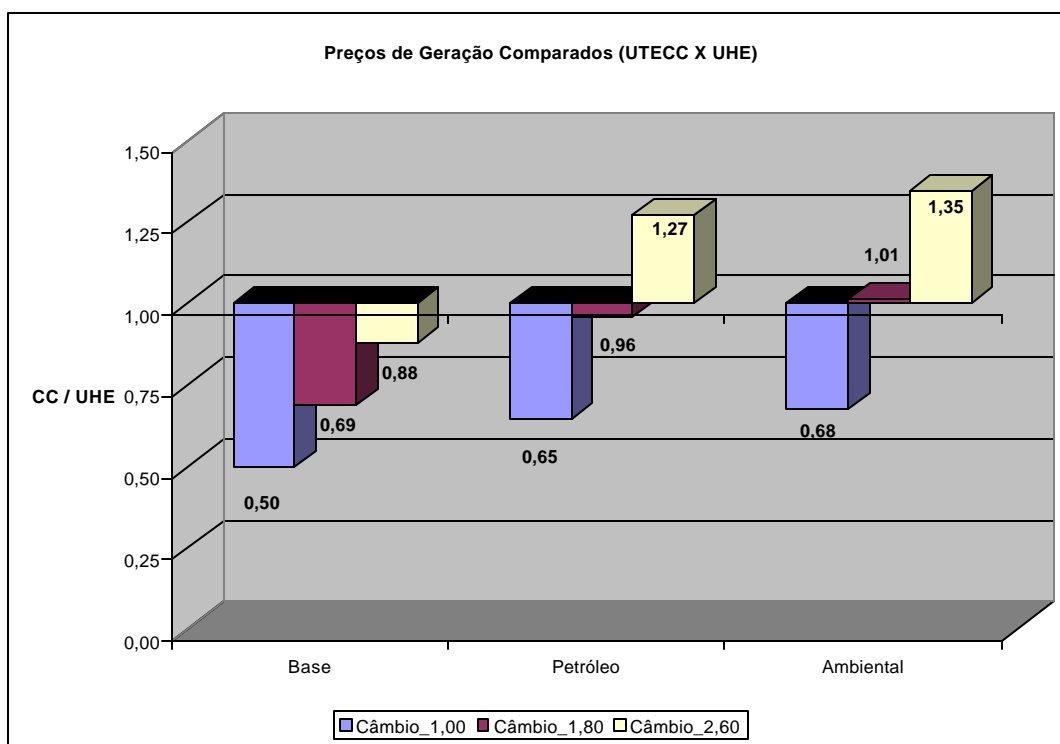
aplicada para cada cenário vislumbrado que torna economicamente equivalente o investimento entre usinas térmicas de ciclo combinado ou usinas UHE.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.13 – Taxa de câmbio que determina o ponto de indiferença entre investimentos em usinas hidroelétricas e usinas térmicas de ciclo combinado

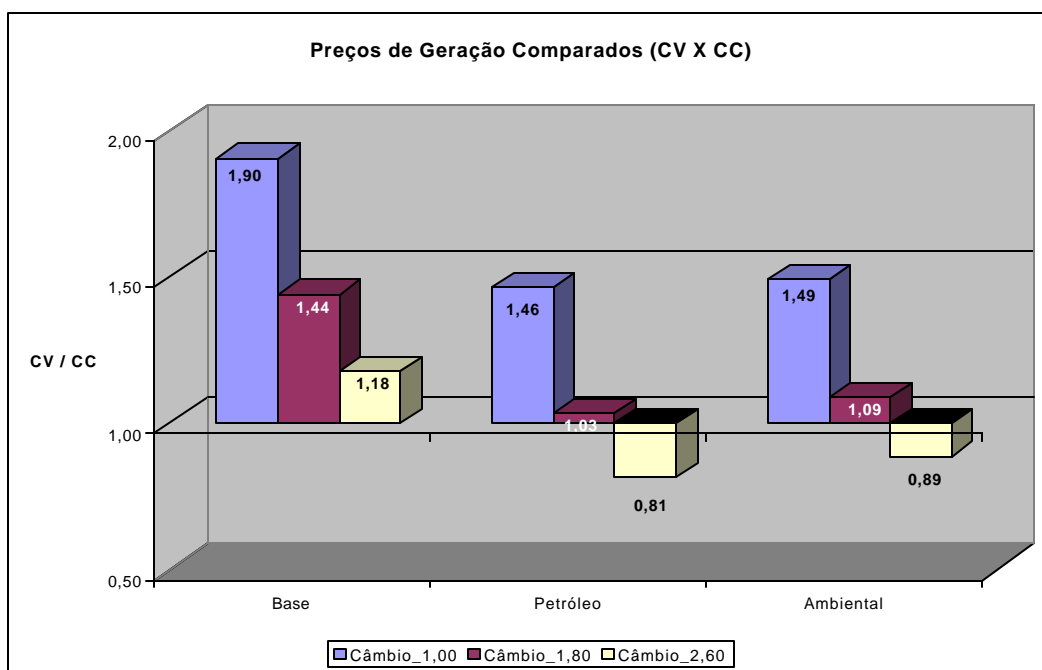
Considerando as possibilidades de estabilização ou, pelo menos, de menor volatilidade da taxa de câmbio na grandeza de US\$ 2.00 por R\$ 1,00 e a convergência do preço do barril do petróleo em US\$ 28.00, observa-se que a decisão por usinas termoelétricas por ciclo combinado perde competitividade, em média, às hidroelétricas. Uma comparação entre seus respectivos preços de geração, conforme as conjecturas apresentadas, encontra-se na Figura 4.14, a seguir:



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.14 – Preços relativos de geração entre UHE e UTE-CC

Enfatizando as observações sobre o tipo de expansão térmica, pode-se perceber que a opção por ciclo vapor utilizando carvão mineral é menos volátil do que a opção por ciclo combinado a gás natural, no que tange ao preço final da energia. Tal fato reflete a maior taxa de nacionalização dos equipamentos utilizados e do próprio combustível, bem como da menor correlação dos preços do carvão nacional com o do petróleo. Nota-se que o preço de geração pela opção ciclo vapor, nas condições mencionadas no parágrafo anterior, aproxima-se dos custos da opção por ciclo combinado utilizando-se gás natural (Figura 4.15). Cabe salientar que, nesta análise, não foram internalizadas variáveis como, por exemplo, impacto na balança de pagamento pela importação de combustível, nem os benefícios indiretos sobre a economia nacional, ao adotar uma opção que tenha maior independência tecnológica e de energia primária.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.15 - Preços relativos de geração entre UTE-CV e UTE-CC

Em última análise, esses resultados quantificam as possíveis conseqüências a que os usuários de energia elétrica estão expostos, pela tomada de decisão de expansão do parque gerador nacional baseado não no planejamento otimizado, mas na ótica de mercado de curto prazo.

Nota-se que a atual legislação do setor elétrico brasileiro vem sendo adaptada para tornar o ambiente regulatório favorável ao investimento privado e, conseqüentemente, à expansão termoeletrica. Dentre as principais opções em estudo à época – no caso já operacionalizado pela homologação da Portaria Interministerial n. 176/2001 – ressalta-se o repasse dos aumentos do preço do gás natural e de qualquer variação cambial às tarifas finais de fornecimento. Noutras palavras, praticamente todo o risco da tomada de decisão na expansão do sistema elétrico está sendo repassado ao consumidor final, sem que o mesmo tenha participação nessa decisão.

V IMPACTOS TARIFÁRIOS DA OPÇÃO TECNOLÓGICA DE EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo deste capítulo é quantificar a ordem de grandeza dos impactos sobre as tarifas de fornecimento que a expansão da oferta de energia elétrica por usinas termoeletricas de ciclo combinado possa ocasionar. Serão brevemente revistas, a título de contexto, as opções de política de tarifa, bem como se fará um detalhamento da atual opção de regulação econômica utilizada no Brasil para as concessionárias de distribuição. A quantificação se dará através de estimativas das revisões tarifárias periódicas de concessionárias de distribuição selecionadas, a fim de mensurar os efeitos sobre os consumidores, dos novos patamares de preços de energia elétrica ofertados nas condições de mercado. Para tanto, serão utilizadas as estimativas sobre cenários de preços de geração dessas usinas consoante com as premissas do Capítulo IV e tratados no Anexo VI.

5.1 *Regulação Econômica por Incentivos*

Como visto anteriormente, a questão tarifária sempre foi ponto nevrálgico em toda a história do desenvolvimento ou da estagnação do setor elétrico. Foi observada a derrocada do conceito de que o monopólio natural se estendia por toda a cadeia da indústria de energia elétrica, entendido desde a geração até a distribuição aos usuários finais. Com efeito, a base conceitual, bem como os instrumentos da regulação econômica avançaram buscando coerência com a reformulação estrutural do setor.

Isso posto, o objetivo deste item é efetuar a revisão dos principais conceitos de regulação econômica, bem como instrumentalizar a regulação por incentivos.

5.1.1 Conceito, Objetivos e Instrumentos de Regulação Econômica

- Contexto

Os serviços de utilidade pública são tacitamente grupados pela necessidade de acesso da população aos respectivos serviços e pelo fato de que sua adequada infraestrutura e expansão são condicionantes do crescimento das mais diversas áreas produtivas, ou seja, da economia. Cabe salientar que a necessidade de acesso aos serviços pela população se dá pela utilidade que esses proporcionam no cotidiano da sociedade como, por exemplo, a facilidade de deslocamento por um sistema de transporte eficiente, conforto pela disponibilidade de energia através de seus usos finais, comunicação e etc. Esses serviços não são condições básicas de existência como saúde e alimentação, mas são condições básicas para a inserção dos indivíduos na sociedade. Não ter acesso a esses serviços é estar à margem da sociedade.

O início da discussão teórica a respeito das características econômicas dos serviços de utilidade pública remonta às primeiras décadas do século XX, principalmente nos EUA. Essencialmente, os conceitos de “interesse público” inerentes a essas atividades e a característica econômica de “monopólio natural” definiam as atividades grupadas nos serviços de utilidade pública (JONHSON et. al., 1996). Considerando-se que, economicamente, a atividade deveria ser exercida apenas por um agente e que o respectivo serviço era de baixa elasticidade preço-consumo⁵⁹,

⁵⁹ Elevadas variações de preços não implicam, necessariamente, em grandes variações da demanda.

fundamenta-se a necessidade de regulamentação da prestação dos respectivos serviços. Assim, a regulamentação - tanto técnica, quanto econômica - exercida pelo governo tinha como meta garantir a quantidade e a qualidade desses serviços à sociedade, mas ao “preço justo”.

Segundo Jonhson (1996), a partir da década de 70, verifica-se uma progressiva contestação dos argumentos que sustentavam a necessidade de regulamentação dos serviços de utilidade pública. Essas teorias baseavam-se na hipótese de que o monopólio natural não se verificava na prática, pois se as empresas concessionárias desses serviços exercessem o inerente “poder de monopólio”, incentivariam economicamente a entrada de concorrentes no mercado acabando com o monopólio. Essa conjectura é a base fundamental da “Teoria dos Mercados Contestáveis” e conclui que sob esse risco, as concessionárias seriam obrigadas a praticarem preços próximos aos que se verificariam em condições concorrenciais. Logo, seria dispensável a regulamentação governamental.

A crítica de Demsetz parte da hipótese de que a ausência de concorrência dentro do mercado operado em monopólio natural não significa necessariamente a exclusão dos benefícios da concorrência. Esse monopólio poderia ser internalizado no momento da conquista do mercado. Exemplificando, o governo delegará um serviço de utilidade pública para terceiros mediante a escolha da proposta ou “leilão” que contenha o menor custo do serviço apresentado, desde que considere condições de qualidade equivalentes. Em outras palavras, a concorrência não estaria no mercado, mas se faria pelo mercado. (JONHSON et. al., 1996)

Pela “Teoria da Regulamentação”, no caso extremo, a tendência é que o agente regulador seria “capturado” por um dos grupos objeto da regulamentação - naturalmente o grupo economicamente mais poderoso “seduziria” o regulador - fazendo com que as normas e/ou a fiscalização dos serviços atendessem aos interesses dos agentes que “capturam” o regulador. Na versão não muito extremada, a captura se daria não só por interesses financeiros, mas também por interesses políticos. Questões populistas poderiam influenciar a postura do regulador fazendo que existissem benefícios adicionais para os consumidores oriundos do excedente do produtor. Contudo essa ação não ficaria “impune”, pois comprometeria, no médio prazo, a qualidade e a quantidade dos serviços prestados. Com efeito, a regulação seria redundante. (JONHSON et. al., 1996)

Contudo pode-se contra-argumentar afirmando-se que, na teoria dos mercados contesntáveis, não se quantifica quão próximo dos preços de mercado o monopolista deveria operar. Considerando a condição de custos marginais decrescentes das indústrias de rede, a empresa poderia continuar a auferir ganhos extraordinários sobre os consumidores, mas em um patamar que ainda não viabilizasse a entrada de um novo agente no mercado.

Em última análise, mas sem desmerecê-la⁶⁰, a “crítica ou concorrência de Demsetz” é o processo lógico de seleção dos pretendentes para o exercício da atividade econômica que está sendo delegado pelo Poder Concedente. Sua vertente em condições de mercado é o próprio “leilão”, enquanto seu análogo, em condições regulamentadas, é denominado como “licitação pública”. Atualmente, esse conceito é

⁶⁰ Pois, depois de se matar a onça, não falta quem cheire o couro. (Ditado dos antigos de Minas Gerais).

amplamente utilizado na expansão da transmissão de energia elétrica para a utilização de recursos hídricos para fins energéticos.

A Teoria da Regulamentação, na verdade, qualifica, nas condições de atuação da intervenção do Estado nas atividades econômicas de monopólios, um dos tipos de “imperfeições de mercado” em ambientes competitivos. Por exemplo, a teoria da captura dos mercados regulados é análoga à teoria do conluio em mercados competitivos. Em última análise, a Teoria da Regulamentação demonstra a essência humana negativa, ou seja, o ponto de equilíbrio do mercado é a linha do horizonte. O importante é tentar almejar o equilíbrio pela menor distância possível, ajustando as condições de percurso conforme as dificuldades a enfrentar. Todavia acreditar que uma entidade metafísica poderia alcançá-lo por si, além das enormes e sofridas voltas – fases de escassez e de excesso da convergência das leis do mercado - é também achar o pote de ouro no final do arco-íris.

Assim, o que se tenta buscar atualmente é o equilíbrio entre a necessidade de regulamentação econômica das atividades de monopólio natural e a inserção das variáveis e condições naturais de incremento de produtividade e eficiência econômica produtiva que são estimuladas, ao extremo, sob condições de mercados competitivos.

- Custo do Serviço

Considerando as características descritas sobre o serviço de utilidade pública, o Estado deve primar pela universalização desses serviços para a sociedade. Esse serviço pode ser oferecido diretamente pelo governo como serviço público ou por concessão para que terceiros o exerçam, através de empresas privadas.

A intervenção direta do governo em uma economia de mercado deve se restringir aos serviços que não sejam uma atividade econômica produtiva - como por exemplo, segurança externa, justiça, coleta de impostos, policiamento, etc. As atividades de serviço de utilidade pública que sejam uma atividade econômica produtiva devem ser prestadas por concessão, pois têm condições de autofinanciamento, desobrigando o erário público. Nessas condições, deve-se buscar o equilíbrio entre o preço que possa tornar esse serviço o mais acessível possível sem torná-lo inviável economicamente, ou melhor, mantendo-o como atividade econômica produtiva auto-sustentável.

Assim, a regulamentação econômica pelo chamado “custo do serviço” é o regime tradicionalmente utilizado quando o serviço de utilidade pública é exercido por concessão. Basicamente, faz com que o preço pelo seu uso possa cobrir os custos operacionais, bem como garantir que os investimentos realizados para a correta prestação dos serviços tenham uma taxa de retorno atrativa ao investidor/concessionário.

Segundo Pires & Piccinini (1998), o princípio do custo do serviço generalizou-se a partir da experiência americana no final do século XIX. Nos outros países, a prática era a intervenção direta do governo sobre as respectivas atividades não clamando, assim, pela necessidade de regulação.

Apesar de algebricamente simples, a estimação do correto custo do serviço dependia da determinação da taxa de remuneração adequada, bem como da mensuração da real base de remuneração a ser aplicada a ela. Economicamente, a taxa de remuneração deve ser determinada pelo custo de oportunidade em atividades de riscos equivalentes, pois empiricamente "quanto maior o risco, maior deverá ser o

prêmio aos que se aventuram, haja vista o potencial de perda”. Nos EUA, essa taxa é negociada entre o regular e as concessionárias buscando-se adotar os princípios de “razoabilidade”. O processo é público, normalmente, de longa duração (Pires & Piccinini, 1998). No Brasil, como em outros países com cultura jurídica diferente, mas principalmente pela tradição na operação dos monopólios naturais, a taxa de remuneração era fixada por lei.

Considerando-se países com histórico inflacionário de maior magnitude, a discussão sobre a taxa de remuneração torna-se secundária se comparada à determinação da base de remuneração que será aplicada à taxa. Nessas condições, os custos históricos não representam a real necessidade de remuneração para garantir as condições ideais de manutenção e expansão dos serviços. No item 3.1, pôde-se verificar que a correta determinação dessa base sempre foi o ponto nevrálgico de toda discussão tarifária desde a extinção da “cláusula-ouro” no primeiro Governo de Vargas e a operacionalização do Código da Água até o fim da remuneração garantida com a publicação da Lei 8.631/93. Os argumentos baseavam-se no fato de que esses instrumentos induziam à ineficiência econômica por não desenvolverem nenhum tipo de incentivo para o aumento da produtividade, resultando na elevação dos custos setoriais. Além disso, considerando-se uma razoável assimetria de informações entre o regulador e a concessionária, a última poderia manipular os dados de forma a obter lucros extraordinários. Por fim, existiria a possibilidade de se considerar o efeito “Averch-Jonhson”, ou seja, considerando o custo de capital inferior, a taxa de remuneração garantida, as empresas seriam estimuladas a “sobreinvestir” nos ativos do sistema, pressionando a base de remuneração e implicando no uso perdulário do parque instalado (Pires & Piccinini, 1998).

- *Preço Teto*

A regulação por incentivo, operacionalizada pelo instrumento do *Price-Cap* (preço teto), é baseada no conceito de eficiência econômica seletiva. Foi originalmente implementada na Inglaterra para a regulamentação do mercado cativo (transmissão e distribuição).

Nesse conceito, o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, a partir de um nível de receita inicial, adequando-se à prestação do serviço à época, é mantido no decorrer do tempo. Para tanto, deve-se repassar às tarifas finais dos usuários as variações dos custos sobre os quais a concessionária de distribuição não tem administração, enquanto a parcela de receita relativa aos serviços que estejam sob sua gestão seja apenas atualizada nominalmente por um índice que reflita a inflação monetária.

A forma de operacionalizar essa premissa é segregar a receita da empresa em duas partes. A primeira relativa aos custos não-gerenciáveis, ou seja, aqueles em que a concessionária não tem poder de negociação (compras de energia e encargos setoriais), enquanto a parcela restante é relativa aos custos gerenciáveis pela empresa, ou seja, mão-de-obra, serviços de terceiros, material, impostos, depreciação e remuneração adequada dos ativos investidos e do capital de giro.

Pelo marco regulamentar brasileiro, sendo uma concessionária de distribuição de energia elétrica, lhe é garantido o repasse de toda a variação dos custos não-gerenciáveis para as tarifas de fornecimento com periodicidade determinada, no caso anual. A segunda parcela, os custos gerenciáveis, é atualizada nominalmente pela aplicação do IGP-M do período, nos últimos 12 meses.

A variação dos custos não gerenciáveis é auferida anualmente pela diferença entre as tarifas e encargos que vigoravam na data do reajuste anterior com os vigentes na data do reajuste em processo.

Assim, o Índice de Reajuste Tarifário - IRT, é o índice que atualiza a receita anual para que se obtenha a igualdade com a composição dos novos custos não gerenciáveis e dos custos gerenciáveis atualizados pelo IGP-M. Esse conceito é traduzido pela seguinte formula (Equação 5.1):

$$IRT = \frac{CNG_P + CG_A \cdot IGPM}{R_A} \quad (5.1)$$

onde:

CNG_i - custos não-gerenciáveis na data i ;

CG_i - custos gerenciáveis na data i ;

R_i - receita de referência com nível tarifário da data i ;

i - P (data presente) e A (data anterior);

Ou seja, a equação (5.1) representa o conceito de garantia de repasse dos custos e a atualização nominal do lucro bruto da concessionária (CG). Algebricamente, é traduzido pela equação 5.2:

$$R_A \cdot IRT = R_P \quad (5.2)$$

Mas, pode ser desagregada conforme a equação (5.3)

$$R_A \cdot IRT = CNG_P + CG_P \quad (5.3)$$

Como o "lucro bruto" é atualizado anualmente, vem (equação 5.4):

$$CG_p = CG_A \cdot IGPM \quad (5.4)$$

Logo, aplicando (5.4) em (5.3), obtém-se (equação 5.5):

$$R_A \cdot IRT = CNG_p + CG_A \cdot IGPM \quad (5.5)$$

Todavia, o modelo que permeia a atual regulação econômica das atividades de monopólio natural - entre elas a distribuição de energia elétrica – baseia-se no incentivo à eficiência e não mais no custo do serviço da forma convencional.

Pode-se observar que o conceito anterior permite que todo o ganho de produtividade, avanço tecnológico e outros sejam incorporados à remuneração da concessionária, diferente da concessão de um monopólio natural, em que a taxa de retorno deve ser controlada ou regulada pelo Poder Concedente.

Assim, implementou-se o mecanismo de repasse desses ganhos de eficiência para a sociedade como um todo, ou melhor, para os usuários. O mecanismo, na verdade, é o chamado processo de revisão tarifária periódica segundo o qual será avaliado o real custo do serviço e a estimativa de futuros ganhos de produtividade. O chamado "Fator X" incide periodicamente sobre o cálculo do reajuste tarifário conforme o contrato de concessão sendo determinado pelo órgão regulador. Teoricamente, ele pode ser tanto negativo, quanto positivo. Um índice positivo indicaria que a concessionária necessitaria de incremento de receita a fim de fazer face ao nível de novos investimentos superior ao comumente realizado, como por exemplo, a universalização dos serviços na área rural em curto prazo, conversão das redes aéreas existentes para subterrâneas antes da depreciação das mesmas e outros. Todavia espera-se que o primeiro seja negativo, hajam vista as expectativas de ganhos de

eficiência verificadas nas concessionárias após a privatização. Nota-se que o Fator X incide apenas sobre custos gerenciáveis, isto é, sobre o "lucro bruto" que, em última análise, é a atividade de serviço público de distribuição de energia elétrica. Sua aplicação algébrica é consolidada na equação 5.6.

$$IRT = \frac{CNG_p + CG_A \cdot (IGPM \pm X_j)}{R_A} \quad (5.6)$$

onde

j - ano de incidência do Fator X

Estão previstos, nos contratos de concessão assinados após a Lei 8631/93, conforme a Lei 8987/95 - conhecida como lei das concessões – o processo de revisão tarifária extraordinária e o processo de revisão tarifária periódica. A revisão tarifária extraordinária é ocasionada pela jurisprudência do código jurídico brasileiro. Garante à concessionária o repasse das variações dos custos não gerenciáveis antes da data de reajuste prevista em contrato, desde que ameacem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Garante ainda o repasse de novos impostos sobre a receita ou a variação de suas respectivas alíquotas. Diferente da revisão extraordinária, que é vinculada à chamada “parcela A da receita” ou simplesmente “VPA”, a revisão tarifária periódica é um instrumento de ajuste da receita, que atua sobre a “parcela B” ou “VPB”, isto é, a receita associada aos custos do serviço de distribuição. Em última análise, a revisão periódica é o processo no qual é verificado o real custo do serviço à época em que é analisado. Assim, quando ocorre – conforme previsto no próprio contrato de concessão de cada distribuidora –, quantifica-se a base de remuneração, determina-se a taxa de remuneração adequada, bem como as

avaliações dos custos operacionais, os quais não têm a garantia de repasse integral. Nesse caso, o órgão regulador opera a chamada “regulação por comparação”, isto é, estabelecido um padrão de custos entre grupamentos de concessionárias equivalentes, o repasse dos custos operacionais de uma dada concessionária seria limitado, por exemplo, a uma banda em torno do padrão do grupamento a que ela pertence. A questão nevrálgica, nesse caso, é justamente agrupar concessionárias equivalentes em um país marcado por significativas e complexas distorções regionais. Independente do método utilizado pelo regulador, os resultados dariam margem a extensas discussões, principalmente por parte das concessionárias que teriam seus custos operacionais superiores ao padrão do seu respectivo grupamento.

No processo de revisão periódica, também está previsto o procedimento de reenquadramento de receita entre os níveis de tensão, ou simplesmente, reestruturação tarifária. Mantendo-se o nível de receita determinado pela conclusão do processo de custo do serviço, a receita será então distribuída entre os níveis de tensão, conforme os custos marginais da concessionária e a responsabilidade desses custos aos respectivos usuários. Tarifas baseadas nos custos marginais são a garantia de que se está apresentando aos usuários os sinais econômicos corretos para a otimização de suas decisões relativas ao uso e acesso à energia elétrica, pois da teoria econômica sabe-se que, no mercado competitivo – condição teórica de maximização das eficiências econômicas -, o nível de produção ótimo deve ser determinado quando o custo marginal iguala-se ao preço do mercado. Nesse caso, o preço oferecido ao mercado comprador – tarifa – deve se igualar ao custo marginal do monopólio natural.

A figura 5.1, a seguir, ilustra o conceito da regulação por incentivo através do preço-teto. No instante, “0” é determinado o nível de receita necessário a fim de garantir a remuneração adequada dos investimentos efetuados, bem como a expansão

dos serviços na qualidade desejada e disciplinada por regulamentações específicas⁶¹. A partir desse momento, esse nível de receita é reajustado anualmente pelo índice de inflação monetária, a fim de que o valor real do instante inicial seja preservado. Esse efeito pode ser verificado pela curva CSR – custo do serviço repassado – até a data “n” que seria a data de revisão tarifária periódica⁶². A partir do momento inicial, a concessionária tem o “incentivo” para se tornar o mais eficiente possível na prestação física dos seus serviços, bem como para aumentar a produtividade, seja por alocação mais racional de seus recursos financeiros, seja, por ganhos tecnológicos representados na evolução da curva CSV (custo do serviço verificado).

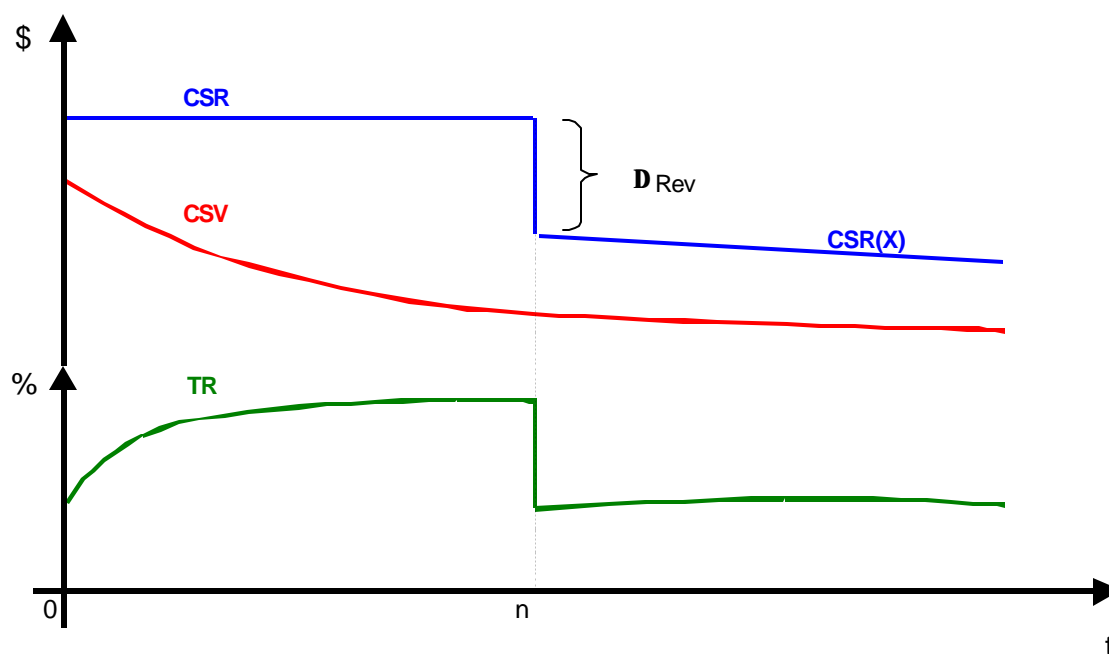


Figura 5.1 – Ilustração do processo de revisão tarifária

⁶¹ Neste exemplo, considera-se que o custo do serviço é apenas relativo à parcela B da receita da distribuidora, ou seja, à que está vinculada à atividade de monopólio, pois toda a parcela da receita vinculada aos custos não gerenciáveis, isto é, o VPA tem o repasse garantido.

⁶² Neste exemplo, ainda, não se considera o crescimento do mercado, para facilitar o conceito que se descreve.

Assim, todo o ganho de produtividade obtido - ilustrado pelo aumento da taxa de retorno (TR) - é apropriado pela distribuidora até a data de revisão tarifária, quando será avaliado o nível de receita verificado, de acordo com as reais condições para manutenção das operações da atividade de distribuição⁶³, bem como a incidência do “índice-X”. Esse indicador será mensurado buscando-se minimizar os efeitos de sobre-lucro que possam ocorrer entre os períodos de revisão tarifária ocasionados por elevados e contínuos ganhos de produtividade da concessionária. Em última análise, esse índice busca repartir, de forma contínua, com os usuários do monopólio, os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária, conforme ilustrado no perfil da curva CSR(X). Cabe lembrar que esse índice foi mantido igual a zero a partir da data de privatização, até a data da primeira revisão tarifária, sob o argumento de que haveria a necessidade de se gerar um sobre-lucro para as concessionárias, a fim de se fazer face aos elevados investimentos que deveriam ser concretizados, haja vista o passivo de expansão deixado pelas ex-estatais. Note-se que a distribuidora terá um grande incentivo para tornar-se eficiente o mais rápido possível, pois abarcaria maior benefício com os ganhos de produtividade alcançados e, quanto mais eficiente, maior seria o repasse de produtividade para os usuários através dos processos de revisão tarifária.

⁶³ A maioria dos contratos de concessão assinados após a Lei 8631/93 indica um período de 4 a 5 anos para os processos de revisão tarifária.

5.1.2 A Qualificação dos Componentes da Revisão Tarifária Periódica

Atualmente, o Órgão Regulador - ANEEL - vem divulgando que o processo de revisão tarifária periódica⁶⁴ é composto pelo "reposicionamento tarifário" e pela determinação do Índice ou Fator-X (ANEEL, 2001b). O primeiro visa avaliar as condições do equilíbrio econômico-financeiro da concessão para a adequada prestação do serviço concedido. Fora das condições de equilíbrio, será efetuado o ajuste de receita através do nível tarifário. O segundo é a quantificação da ferramenta que almeja repassar aos usuários do serviço de distribuição de energia elétrica parte dos ganhos de produtividade estimados, que seriam alcançados pela empresa até a data seguinte de revisão tarifária periódica.

Praticamente, todos os processos de revisão tarifária periódica serão realizados em 2003 e 2004, conforme previsto nos contratos de concessão celebrados entre as concessionárias e a União. Posteriormente, os processos se darão a cada cinco ou quatro anos, conforme o contrato de concessão. Nota-se que o Fator-X, até a data da primeira revisão, foi definido como zero, hajam vista as perspectivas dos elevados investimentos necessários à recuperação dos sistemas elétricos que deveriam se efetivar após o processo de privatização.

- Conceito

O conceito de equilíbrio econômico-financeiro da atividade regulada é definido pela relação unitária entre a "receita requerida" e a "receita verificada" da concessionária do respectivo serviço. Entende-se como receita verificada aquela

⁶⁴ O processo de revisão tarifária periódica é coerente com o modelo econômico de regulação por incentivos à melhoria da performance, comumente designado por regulação pelo preço-teto.

auferida pela empresa na prestação de serviço concedida para distribuição e comercialização de energia elétrica num período de tempo - no caso, anual para atenuar efeitos conjunturais de curto prazo e sazonalidades. A receita requerida é o montante monetário anual necessário para fazer face às despesas operacionais, bem como para remunerar os ativos disponibilizados à atividade, conforme uma taxa de remuneração considerada "justa", ou seja, atrativa pela ótica da empresa e suportável para os usuários do serviço. É previsto, em todos os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, que parte dos resultados oriundos das atividades consideradas extra-concessão será utilizada para a modicidade tarifária. O conceito que permeia essa determinação é a obtenção de, por exemplo, economias de escopo obtidas quando se auferem receitas de aluguel dos postes da rede elétrica - os quais estão sendo remunerados pelas tarifas de fornecimento - para o uso concomitante de rede de telefonia. Além dessas, as receitas não-operacionais⁶⁵ também são excluídas do montante de Receita Requerida.

A razão entre as receitas resulta no Índice de Revisão Tarifário. Caso seja unitária, a empresa encontra-se no ponto de equilíbrio econômico-financeiro para exercer corretamente a atividade concedida. Algebricamente, vem a equação (5.7):

$$IR_{ev}T = \frac{RR}{RV} \quad (5.7)$$

onde

$IR_{ev}T$ - índice de Revisão Tarifário

RR - receita requerida anual (R\$)

RV - receita verificada anual (R\$)

⁶⁵ Como por exemplo, ganhos na desativação de ativos já amortizados.

Em tese, se a relação for maior que a unitária, a concessionária encontra-se desequilibrada e necessitando de incremento da receita verificada para equiparar-se com a receita requerida no mesmo patamar ou volume de atividade. Esse incremento é operacionalizado pela incidência do índice de revisão tarifário sobre as tarifas praticadas. Se a relação for menor que um, a empresa encontra-se, também, em desequilíbrio, todavia obtendo sobre-lucro da atividade. Nesse caso, a receita verificada deverá ser contraída para equilibrar-se com a receita requerida. O procedimento operacional é o mesmo descrito anteriormente.

Conforme a metodologia de reajuste tarifário, a receita verificada da empresa é segregada em duas parcelas. A primeira é determinada, ou seja, corresponde à mensuração dos custos não gerenciáveis valorados na data em processamento⁶⁶, enquanto a segunda - custos gerenciáveis ou VPB - é a variável de fechamento com a receita verificada no período (RV). Logo, a receita requerida será a composição da mesma despesa não gerenciável, mensurada conforme a metodologia do IRT. Os custos gerenciáveis serão explicitados, isto é, a remuneração justa sobre os ativos será determinada, bem como as despesas contábeis de depreciação e despesas operacionais - excluídas as da parcela A. O conceito é algebrizado na equação (5.8)

$$IR_{ev} T = \frac{VPA_{drp} + [(ISC \times Tx) + Dep + O \& M + DNO + I]}{VPA_{dra} + VPB} \quad (5.8)$$

onde

VPA - custos não gerenciáveis (*drp* – data de reajuste em processamento e *dra* – data de reajuste anterior)

⁶⁶ Diferente do valor acumulado no período.

<i>VPB</i>	- custos gerenciáveis implícitos;
<i>ISC</i>	- investimento no serviço concedido ou base de remuneração;
<i>Tx</i>	- taxa de remuneração "justa";
<i>Dep</i>	- despesas contábeis de depreciação dos ativos;
<i>O&M</i>	- custos de operação e manutenção das atividades concedidas;
<i>DNO</i>	- despesas não-operacionais
<i>I</i>	- impostos sobre a receita.

Com o intuito de quantificar o impacto real da revisão tarifária periódica, a RV será a definida após o IRT, ou seja, será utilizado o chamado RA_t

- Base de Remuneração

A definição tácita de ativo é tudo aquilo que pode gerar receita. Espera-se que essa receita seja equivalente a uma taxa de retorno ou remuneração adequada ao risco da atividade. Assim, a base de remuneração é definida pelo montante monetário dos ativos que possam gerar receita. Esse valor é definido pelo ativo investido, descontada a depreciação acumulada que o mesmo já sofrera, pois a depreciação⁶⁷ é definida como o decréscimo do valor venal de um bem, ou seja, decréscimo de sua capacidade de gerar receita.

Isso posto, a rigor, a base de remuneração é determinada pelo custo contábil, também conhecido como custo histórico. Todavia, considerando-se a elevada degradação do valor do dinheiro no tempo - inflação - que é ampliada quando consideramos setores em que a depreciação dos bens é de longo termo, como no

⁶⁷ A depreciação pode ser conceituada segundo três diferentes óticas: *física*, causada pelo desgaste físico do bem, *econômica*, associada principalmente à obsolescência tecnológica que o torna sem competitividade operativa; e *contábil*, que seria uma estimativa balizada nos aspectos técnico-econômicos com a finalidade de efetuar um registro contábil que se refletirá no lucro da empresa como despesa, implicando na redução do recolhimento de impostos. (FARO, 1979)

setor elétrico, a base de remuneração definida pelo conceito exposto não reflete a real condição de operação econômica da atividade. Logo torna-se relevante, para a avaliação do equilíbrio econômico-financeiro, a atualização da base de remuneração em condições econômicas e não contábeis. Isso poderá ser realizado pela atualização monetária do custo histórico ou pela reavaliação dos ativos fixos, conforme procedimentos de avaliação padrão de acordo com as metodologias tecnicamente balizadas e oficialmente validadas como a do Instituto Brasileiro de Avaliações e Perícias de Engenharia (IBAPE), Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Instituto Brasileiro de Contadores (IBRACON) e outros (ABRADEE/NERA, 2001).

- *Taxa de Remuneração*

Parte dos argumentos teóricos que se aplicam foram trabalhos do item 4.1. Todavia serão novamente apresentados por motivos didáticos, bem como complementados sob o contexto do equilíbrio econômico-financeiro de atividades reguladas:

Na prática, a maioria das empresas apresenta estrutura de capital mista, com patrimônio e endividamento (GITMAN, 1994). Assim, são feitos ajustes para criar um custo médio ponderado de capital que reflita as proporções de capital próprio e endividamento e o retorno apropriado sobre o custo do capital próprio e o custo do endividamento. Dado que os pagamentos de dívidas podem ser lançados contra impostos da pessoa jurídica, o custo médio ponderado do capital é normalmente expresso pela seguinte forma:

$$CMePC = k_e \cdot \frac{E}{(D + E)} + k_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{(D + E)}$$

Onde:

- k_e - retorno apropriado sobre o patrimônio ou custo do capital próprio
- k_d - custo do endividamento ou custo do capital de terceiros
- T - alíquota do imposto pessoa jurídica
- E - volume de capital próprio utilizado
- D - volume recurso de terceiros utilizado

O custo do capital de terceiros é basicamente determinado pela média ponderada dos encargos de dívidas conforme o saldo que a empresa tenha em carteira. Para determinar o custo do capital próprio,

normalmente utilizam-se dois métodos para estimativa da taxa apropriada de retorno sobre o patrimônio (GITMAN, 1994):

(i) o modelo de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM);

(ii) o modelo de crescimento de dividendos (DGM);

Todavia, o CAPM é o mais empregado e academicamente mais bem visto dentre as duas abordagens⁶⁸. Foi objeto de testes exaustivos, às vezes com resultados confusos, mas se mantém como a abordagem mais popular para a estimativa de taxas de retorno apropriadas (COOPERS & LYBRAND *et. al.*, 1997). Em termos gerais, sujeito a certas premissas, a CAPM determina a taxa de retorno apropriada sobre um bem de capital de acordo com a seguinte equação:

$$R_a = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f)$$

Onde:

R_f - taxa de retorno prevista "livre de riscos" - freqüentemente considerada como a taxa real de retorno em títulos do Governo;

R_m - taxa prevista de retorno de "mercado" - a taxa de retorno sobre uma carteira de ativos que represente todas as oportunidades de investimento do mercado em questão; e

β - indicador de risco do ativo em relação ao risco do mercado. Especificamente, β é a covariância entre o retorno do ativo e o retorno do mercado dividida pela variância do retorno do mercado.

Cabe salientar que o custo de capital próprio é, em condições normais de operação financeira, superior ao custo de capital de terceiros. Pela estrutura contábil oficial, as dívidas e financiamentos compõem o exigível de longo prazo (exceto empréstimos de capital de giro), enquanto o capital próprio compõe o patrimônio, ou seja, não exigível durante vida da empresa (IUDÍCIBUS & MARION, 2000). Como o patrimônio tem a última prioridade de pagamento em condições de insolvência o mesmo é mais 'arriscado' e por isso "exige" uma taxa de remuneração superior".

Segundo GITMAN (1994), o custo de capital de terceiros pode ser determinado pelas fontes de fundos de longo prazo disponíveis para uma empresa, pois elas

⁶⁸ O modelo de crescimento de dividendos (DGM) é uma análise muito mais simples baseada na premissa menos plausível de que os dividendos pagos aos acionistas crescerão a uma taxa real constante (nos mercados livres, gerentes financeiros procuram proporcionar dividendos de crescimento estável para sinalizar a saúde financeira das empresas). Partindo desta premissa, a fórmula abaixo liga o retorno sobre o patrimônio à razão de preço/lucro e à taxa de crescimento dos dividendos.

$P/E = 1/(k_e - g)$

Onde:

P/E é a razão preço/lucro;

k_e é o retorno sobre o patrimônio; e

g é a taxa de crescimento dos dividendos.

fornece o financiamento permanente. O financiamento de longo prazo dá suporte aos investimentos nos ativos permanentes. Assim, empréstimos de curto prazo destinados a financiar ou dar continuidade a operação imediata - giro da empresa - como o chamado "*hot money*" são excluídos da composição.

Definido o conceito principal, o custo do capital de terceiros pode ser visto simplificarmente como sendo o custo da dívida de longo prazo da empresa. Este poderá, então, ser determinado pelo custo ponderado de captação da empresa, ou seja, as **taxas médias** segundo as quais ela obtém seus financiamentos e empréstimos. Poderá, também, ser determinado como a relação dos pagamentos de juros projetados e o saldo contábil médio da dívida previsto para o ano. Alternativamente, - proposta ABRADÉE/NERA - o capital de terceiros poderia ser a soma dos pagamentos de juros indicados no último balanço auditado, por exemplo, mais uma estimativa dos **custos marginais da dívida**, menos quaisquer baixas contábeis da dívida no ano em análise. Todavia entendemos que esta última opção estaria coerente se a taxa de remuneração ou retorno estivesse sendo determinada pela metodologia de custo marginal ponderado do capital (CMgPC) ao invés do CMeCP.

Cabe lembrar que o endividamento de grandes proporções, que se verifica pela análise dos demonstrativos financeiros da empresa, cria um efeito negativo sobre a credibilidade dessa empresa junto ao mercado (IUDÍCIBUS & MARION, 2000). Quanto maior o nível de endividamento, maior será o risco aos credores, o que se traduz no aumento da taxa de juros (ou prêmio) que essa empresa terá que oferecer ao mercado para obter capital para os respectivos investimentos. Esse aumento irá implicar, naturalmente, no incremento do custo de capital da empresa que, por sua vez, diminui a atratividade dos empreendimentos, tornando-se menos competitiva no mercado.

Note que, nessas condições, fora da normalidade, o princípio lógico de que o custo de capital de terceiros é menor do que o custo do capital próprio não é garantido.

5.2 Modelagem de Aplicação

5.2.1 Considerações Gerais

A metodologia desenvolvida simulará, para as concessionárias selecionadas, o “reposicionamento tarifário” no ano de 2000, haja vista a disponibilidade de dados realizados. Dessa forma, elimina-se o efeito das conjecturas empíricas sobre a performance operacional do grupamento das empresas⁶⁹. Cabe observar que os resultados tendem a ser conservadores, isto é, de menor monta do que deverá ocorrer em condições normais à época legal das respectivas revisões tarifárias. Espera-se que, mesmo sob taxas decrescentes, haverá a contínua melhoria da produtividade das empresas. Logo, considerando-se que praticamente a totalidade dos processos de revisões tarifárias estão previstos para 2003 e 2004, a parcela de desempenho que será capturada pelos consumidores, quantificado pelo $IR_{ev}T$, tende a ser maior.

As concessionárias foram selecionadas conforme as seguintes restrições: que tenham sido privatizadas até 1998, a fim de se obter, pelo menos, dois períodos completos para que se possa tornar relevante o ganho de produtividade oriundo da administração privada⁷⁰; que estejam conectadas aos sistemas elétricos interligados,

⁶⁹ Da mesma forma, não serão desenvolvidos estudos relativos à determinação do fator-X, pois também demandam conjecturas sobre a performance operacional das empresas. Todavia deve-se observar que o efeito do “reposicionamento tarifário” repassa integralmente, aos usuários, o patamar de produtividade alcançado pelas empresas até o momento de sua incidência.

⁷⁰ Considerando-se que os principais custos operacionais das distribuidoras – energia elétrica, encargos setoriais e tributos – não são gerenciáveis por elas, ou seja, são determinados pelo Poder Concedente com garantia de repasse às tarifas, a principal variável de ganhos de

pois é condição física⁷¹ para acessarem o mesmo mercado de oferta de energia; que cada macro-região nacional esteja representada na amostra⁷². São elas: AES/Sul Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica, Empresa Energética do Mato Grosso do Sul - ENERSUL, Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA; Cia. Energética do Ceará – COELCE, Cia. de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro – CERJ, Cia. Paulista de Força e Luz – CPFL, Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo – ELETROPAULO, Espírito Santo Centrais Elétricas – ESCELSA e Light Serviços de Eletricidade - LIGHT. Essas empresas representam aproximadamente mais de um terço do mercado de energia elétrica brasileiro.

5.2.2 Base de Remuneração

De acordo com as premissas apresentadas no item 5.1.2, inicialmente e consoante os considerandos dispostos em Aneel (2001b), a base de remuneração foi definida pelo custo contábil dos ativos. A fonte de dados adequada para os respectivos estudos seria o documento oficial de fiscalização econômico-financeira "Prestação Anual de Contas - Ano 2000". Nota-se que esse instrumento, além de ser um documento oficial de fiscalização, serve de apoio para o Regulador estabelecer não só a base de remuneração, mas também a determinação das receitas operacionais e não-operacionais, bem como as despesas operacionais e de depreciação utilizadas no processo de revisão tarifária periódica da ESCELSA. Porém, o Regulador (Aneel) não

produtividade no curto prazo é o custo de mão-de-obra. A principal ferramenta de ação das administrações privadas sobre essa "variável" é comumente conhecida como "programa de demissões voluntárias" (PDV).

⁷¹ Como o modelo de simulação considera o custo de expansão da oferta, ou seja, o respectivo custo de longo prazo, não faz sentido considerar os 'submercados'. Dadas as restrições de transmissão - uma restrição à circulação da mercadoria - haveria preço de energia no curto prazo diferenciado por localização, isto é, por submercado.

⁷² Incorporando as características e as práticas empresariais regionais.

disponibilizou essa informação para o desenvolvimento do trabalho. As solicitações, bem como as respostas do Regulador, estão apresentadas, na íntegra, no Anexo VI. Assim, a alternativa para utilizar dados confiáveis para as simulações foi obtê-los dos relatórios de demonstrações contábeis e equivalentes das concessionárias selecionadas, tratadas e consolidadas no Anexo IV. Nota-se que, pelo fato de que esses documentos não têm o enfoque tarifário da Prestação Anual de Contas (PAC), houve a necessidade de se definirem hipóteses e simplificações descritas no decorrer deste capítulo.

Cabe salientar que o próprio Órgão Regulador argumenta que o critério do custo contábil, apesar de tradicional⁷³ no setor, não necessariamente será utilizado nos próximos processos de revisão tarifária periódica (ANEEL, 2001b). A incoerência disso reside no fato de que o Regulador não esperou os próximos processos de revisão tarifária periódica. Menos de dois meses após a publicação da Nota Técnica 073/01 (ANEEL, 2001b) - sob as críticas dos agentes do setor, mas principalmente após as apreciações efetuadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica –, o Regulador publica a Nota Técnica 097/01 (ANEEL, 2001), mais elaborada no que tange aos arcabouços teóricos utilizados, em que prevê a necessidade de ajustar a base de remuneração em um “valor justo”.

Consoante as premissas expostas anteriormente, está consolidada, na Tabela 5.1, a hipótese de valoração da base de remuneração pelo critério do custo contábil econômico.

⁷³ Como pôde ser visto no capítulo 3, o critério de definição da base de remuneração pelo custo contábil histórico realmente foi o tradicionalmente utilizado na primeira metade do século passado. Todavia não se pode perder o contexto do que ocorreu à época, no desenvolvimento do setor elétrico, por consequência dessa “tradição”.

Como os ativos contabilizados nos balanços das empresas são - por força da Lei n. 9.249/95 para fins tributários - valorados pelo ativo histórico não corrigido desde 1995, houve a necessidade de disciplinar uma metodologia para atualização econômica desses valores, sendo descrita no Anexo VI. Cabe ressaltar que as concessionárias CERJ e ELETROPAULO publicam também os valores reavaliados dos ativos. Logo o critério de atualização desenvolvido não é aplicado nessas concessionárias.

Tabela 5.1 – Base de remuneração “ajustada” das concessionárias selecionadas⁷⁴

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
BASE DE REMUNERAÇÃO	3.640.474	851.493	4.549.071	2.265.258	871.380	533.817	1.421.223	451.352	897.471
(+) Ativo Imobilizado em Serviço	6.501.326	1.464.548	6.911.767	4.051.068	1.395.409	1.256.318	2.870.075	1.235.984	1.572.998
(+) Estoques	14.545	2.104	34.817	6.604	588	5.924	2.836	3.678	3.089
(-) Amortização/Depreciação Acumulada	2.616.943	476.936	2.025.969	1.435.868	470.603	445.527	1.120.830	679.577	559.275
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	258.453	138.223	371.545	356.546	54.014	282.896	330.857	108.733	119.341

Fonte: Elaboração própria mediante dados dos balanços das concessionárias selecionadas

5.2.3 Taxa de Remuneração

Consoante os conceitos desenvolvidos anteriormente, a taxa de remuneração será determinada através do Custo Médio Ponderado do Capital, tendo como referência a proposta apresentada pela ANEEL como a estrutura média esperada para o setor, isto é, 60 % de capital próprio e 40 % de terceiros (ANEEL, 2001).

⁷⁴ Os valores utilizados nesta e demais tabelas são oriundos da composição proporcional dos valores dos anos de 2000 e 1999 (Anexo VI), conforme a data de reajuste de cada concessionária, pois a data de análise do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária é o período tarifário verificado nos últimos doze meses. Por exemplo, se a data de reajuste for em agosto, utiliza-se a relação oito sobre doze dos valores de 2000 e mais quatro sobre doze dos valores de 1999.

A definição do custo de capital próprio está consistente com a metodologia CAPM e utiliza os parâmetros utilizados no processo de revisão da ESCELSA, haja vista estar de acordo com a postura do regulador em disciplinar a padronização dessa quantificação para os demais processos de revisão tarifária periódica. A taxa nominal alcançada foi de 19,28 % (ANEEL, 2001)

Em contraposição aos itens anteriores, a determinação do custo do capital de terceiros ainda não é consenso. O fato de o Órgão Regulador determinar a composição da carteira de endividamento da concessionária pode ser considerado contraditório com o que rege o inciso VIII do Art. 31 da Lei 8.987/95: *"Incumbe à concessionária: ... captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à prestação do serviço"*. Todavia a atualização da metodologia do perfil do saldo médio da dívida de cada empresa, apesar de realista, implicitamente estaria retirando o incentivo de racionalização e eficiência das empresas. Aquelas com alto risco de captação, hajam vista suas ineficiências operacionais e administrativas, teriam a garantia de repasse dessas ineficiências aos usuários. Por outro lado, empresas bem administradas que obteriam captações inferiores à média do mercado estariam, em última análise, repassando o benefício integral dessa performance, sobre a captação de recursos de terceiros, aos usuários.

Isso posto, o custo de capital de terceiros será eleito conforme a atual postura do Regulador, ou seja, determinando o custo de capital de terceiro factível de repasse aos usuários. Cabe salientar que, apesar de questionável juridicamente, essa forma de regulação incentiva melhoria da performance operacional, pois empresas eficientes nos requisitos que induzam a uma taxa de captação inferior à média estariam sendo "premiadas" com um repasse adicional, enquanto empresas em situação contrária, isto é, que teriam os resultados dessas ineficiências estariam sendo glosadas no repasse

aos consumidores. Note-se ainda que, indiretamente, os consumidores estariam sendo beneficiados pelas concessionárias com captação inferior à média, pois suas respectivas taxas estão pressionando a média para baixo.

Com efeito, o custo de capital de terceiros foi determinado por uma cesta composta por 50% da taxa média de juros efetiva das empresas do setor de energia que captaram no mercado, nos anos de 2000 e 2001, e por 50 % da taxa dos financiamentos setoriais oferecidos pelo BNDES. Nessas condições, o custo do capital de terceiros resultou em uma taxa nominal de 13,45 % ao ano. (ANEEL, 2001)

Pelo exposto, o custo médio do capital ponderado - utilizado como referência - será convencionado conforme os procedimentos disciplinados na Nota Técnica 097/2001-SRE/ANEEL e consolidada a composição do CMPC em base **real** (Tabela 5.2).

Tabela 5.2 – Custo Médio Ponderado de Capital (taxa real)

Custo Médio Ponderado de Capital	Taxas
Custo do capital próprio (RE)	12,84%
Participação do Capital próprio (E/E+D)	60%
Custo do capital de terceiros (RD)	9,11 %
Participação do Capital de terceiros (D/E+D)	40%
CMPC	10,11%

Fonte: Elaboração própria mediante dados de Aneel (2001)

Por fim, para a fiel determinação da taxa de remuneração adequada, deve-se considerar, sobre a remuneração do capital próprio, uma provisão para o recolhimento de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido. Assim, considerando por dentro a alíquota conjunta de 34%, a taxa de remuneração será de **15,33%**.

5.2.4 Receitas e Despesas

Como o modelo é desenvolvido em base anual, as receitas de 1999 e 2000 foram proporcionalizadas conforme o respectivo mês de reajuste da concessionária. Dado o período de tempo analisado, as receitas não consideram o efeito do racionamento. As despesas operacionais estão de acordo com o mesmo procedimento utilizado para determinação das receitas utilizadas nos cálculos dos reajustes das tarifas de fornecimento. Em suma, as receitas estão compatíveis com os custos gerenciáveis e não gerenciáveis. Mesmo que o procedimento adotado resulte em diferenças, caso fossem determinadas mensalmente nos últimos doze meses, a relatividade entre despesas e receitas estaria preservada. Cabe salientar que as despesas com compras de energia de curto prazo, atualmente em forte expansão como consequência imediata da escassez de energia, não são aceitas pelo Órgão Regulador como pleito de revisão tarifária por se tratar, segundo a Aneel, de questões conjunturais (ANEEL, 2001).

Conforme o exposto, estão consolidadas, nas Tabelas 5.3 e 5.4, as receitas de cada concessionária selecionada, bem como as despesas compatíveis, respectivamente. Cabe salientar que a composição dos custos gerenciáveis não é detalhada formalmente no contrato de concessão. Assim, a respectiva segregação é

baseada nas interpretações dos conceitos que norteiam o que é entendido por custos gerenciáveis, conforme a padronização das contas contábeis do Plano de Contas.

Tabela 5.3 – Receitas consolidadas das concessionárias selecionadas

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
RECEITA VERIFICADA	3.078.886	1.138.267	4.391.401	2.278.796	736.123	663.685	1.122.783	328.437	647.919
Fornecimento	3.839.786	1.279.626	5.461.564	2.754.415	900.086	827.608	1.318.892	373.212	790.627
(-) Impostos e Contribuições Sobre a Receita - I C M S	(860.134)	(247.916)	(1.216.965)	(512.970)	(187.884)	(189.716)	(266.611)	(67.004)	(185.416)
Suprimento	59.591	44.805	0	0	5.160	14.922	23.763	9.894	27.451
Receita de Uso da Rede Elétrica	0	0	0	0	0	0	758	0	0
Outras Receitas e Rendas	17.843	23.546	146.802	27.543	14.514	5.394	25.864	9.358	13.430
Ganhos na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	21.799	38.206	0	9.808	4.247	5.478	20.117	2.976	1.828

Fonte: Elaboração própria mediante dados dos balanços das concessionárias selecionadas

Tabela 5.4 - Despesas consolidadas das concessionárias selecionadas

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS (VPA*)	1.599.541	551.819	2.645.001	1.201.139	435.903	266.846	448.130	163.047	370.985
Encargos do Consumidor - Quota para RGR	58.338	10.361	63.080	33.844	12.475	9.655	23.178	8.613	14.974
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica	0	0	0	0	0	0	326	2.282	0
Subvenções - CCC	183.912	55.195	181.014	91.035	28.923	12.631	21.595	12.623	38.738
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	0	175	0	0	0	0	0	252	1.156
Taxa de Fiscalização	0	0	0	0	0	0	2.457	0	0
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.179.947	422.576	2.067.773	923.198	345.900	212.606	351.479	111.556	273.979
Encargos de Uso da Rede Elétrica	177.343	63.512	333.135	153.062	48.605	31.954	49.096	27.721	42.138
CUSTOS GERENCIÁVEIS (VPB*)	651.897	364.891	709.971	384.230	107.577	186.713	297.273	84.534	125.091
Pessoal	251.443	91.952	416.769	220.749	51.209	79.905	116.103	45.462	65.254
Material	12.611	3.188	26.740	18.272	3.977	9.794	12.706	6.529	8.381
Serviço de Terceiros	174.563	82.250	133.324	74.933	42.899	55.458	83.669	20.781	26.342
Provisões	126.235	142.906	0	0	0	23.104	28.634	1.212	6.298
Outras	68.475	25.982	86.062	55.350	6.779	11.147	28.439	7.222	10.904
Perdas na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	18.569	18.613	47.077	14.925	2.713	7.305	27.722	3.329	7.913
TOTAL	2.251.438	916.710	3.354.972	1.585.369	543.480	453.559	745.403	247.581	496.075

Fonte: Elaboração própria mediante dados dos balanços das concessionárias selecionadas.

5.3 Resultados e Análises

5.3.1 Resultados das Simulações

Consoante a metodologia descrita no item 5.1.2 e aplicando os valores determinados conforme as justificativas apresentadas no item 5.2, pode-se consolidar, (Tabela 5.5) o custo do serviço de distribuição, ou seja, a receita que garante o equilíbrio econômico-financeiro no ano de 2000 apenas da atividade de distribuição.

Tabela 5.5 – Custo do serviço de distribuição (não inclui as despesas da Parcela A)

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
REMUNERAÇÃO ANUAL	557.932	130.498	697.182	347.169	133.546	81.812	217.814	69.173	137.545
DEPRECIAÇÃO	201.801	66.566	210.402	138.525	86.313	54.226	99.160	40.570	50.376
CUSTOS GERENCIÁVEIS (VPB*)	651.897	364.891	709.971	384.230	107.577	186.713	297.273	84.534	125.091
CUSTO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO	1.411.630	561.955	1.617.555	869.924	327.436	322.751	614.247	194.277	313.012

Fonte: Elaboração própria mediante dados dos balanços das concessionárias selecionadas

Como não foi possível obter valores da parcela A (VPA) na data de reajuste em processamento, conforme o cálculo do IRT, a equação 5.7 não pôde ser aplicada diretamente. Assim, o VPA_{drp} é obtido indiretamente pela equação 5.8 obtida da equação 5.1:

$$VPA_{drp} = RA \cdot IRT - (RA - VPA_{dra}) \cdot IGPM \quad (5.8)$$

Mediante a posse desse ajuste, calcula-se o Índice de Revisão Tarifária Periódica⁷⁵ para o ano de 2000 de cada concessionária selecionada, o que substituiria

⁷⁵ Quanto às restrições técnicas da metodologia apresentada e das premissas adotadas, indicamos que o levantamento da atividade extra-concessão, bem como a análise da forma de captura ainda não foram desenvolvidos neste trabalho, haja vista a indisponibilidade de dados oficiais e a opção de não se desenvolver conjecturas nestas simulações.

o Índice de Reajuste Tarifário homologado pela ANEEL, conforme as disposições dos respectivos contratos de concessão descritos no item 5.1 (Tabela 5.6).

Tabela 5.6 – Índice de REVISÃO tarifária por concessionária selecionada (ano 2000)

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
IRevT	11,74%	19,90%	8,58%	3,82%	13,31%	3,48%	7,20%	21,30%	18,55%

Fonte: Elaboração própria.

5.3.2 Análises dos Resultados

Os ganhos de produtividade que as concessionárias obtiveram até a data de 2000 são determinados pela comparação entre o Índice de Reajuste Tarifário homologado pela Aneel – conforme as condições dispostas nos contratos de concessão – e a estimativa de Índice de Revisão Tarifária Periódica. A diferença positiva indica o sobre-lucro da concessionária⁷⁶. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.7

Tabela 5.7 – Índices de reajustes e revisões tarifárias comparados

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
Data de reajuste tarifário	7-Nov	31-Dez	4-Jul	8-Abr	19-Abr	22-Abr	22-Abr	6-Abr	25-Ago
IRT	15,99%	23,82%	12,38%	16,31%	10,81%	18,18%	16,37%	15,15%	14,50%
IRevT	11,74%	19,90%	8,58%	3,82%	13,31%	3,48%	7,20%	21,30%	18,55%
Ganhos de Produtividade Passíveis de Repasse	4,25%	3,92%	3,80%	12,48%	-2,51%	14,70%	9,17%	-6,15%	-4,04%

Fonte: Elaboração própria.

⁷⁶ Apenas conceitual, pois o Órgão Regulador não tem considerado determinados custos na composição da receita requerida por serem, segundo o Órgão, conjunturais – como, por exemplo, as compras de energia de curto prazo no mercado atacadista de energia –, mas que podem comprometer o real equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Como mencionado anteriormente, o objetivo deste capítulo é quantificar a ordem de grandeza dos impactos sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica que a expansão da oferta de energia elétrica por usinas termoeletricas de ciclo combinado possa ocasionar. A quantificação do impacto se dará pela comparação entre os cenários de revisões tarifárias periódicas das concessionárias selecionadas, mediante a variação dos custos de energia elétrica. O cenário base, considerando-se as atuais circunstâncias e, principalmente o preço de energia balizado pelos contratos iniciais foi apresentado na Tabela 5.7. Os dois outros cenários equivalem à antecipação do término dos contratos iniciais, previsto para 2006, para a presente data de simulação das revisões tarifárias periódicas. Nesse caso, a substituição dos “contratos iniciais” – contratos regulados – por “contratos bilaterais” livremente negociados sinalizará o preço da energia elétrica conforme as premissas econômicas de mercado livre. Assim, o segundo cenário (IRevT.UHE) precifica toda a energia elétrica comprada para as vendas pelas concessionárias de distribuição, conforme o custo médio até 2006 da expansão por UHE, ou seja, R\$ 56,30 (ver Anexo VI); enquanto o terceiro cenário (IRevT.UTE), conforme o custo das UTE, ou seja, R\$ 79,14 (ver Anexo III). O chamado “repasse de produtividade” é a redução da receita anual da concessionária de distribuição que, em última análise, será partilhada com os usuários finais. Cabe salientar que os montantes de energia elétrica associados às compras de Itaipu e as respectivas gerações próprias não sofrem esse efeito, haja vista terem tratamento diferenciado na formação de preço. Assim, mediante essas premissas e considerações, os resultados das simulações estão consolidados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Impactos da opção de expansão da oferta de energia elétrica sobre as tarifas de fornecimento

CONCESSIONÁRIA	LIGHT	CERJ	Eletropaulo	CPFL	AES-SUL	COELCE	COELBA	ENERSUL	ESCELSA
Preço da Energia (R\$/MWh)									
Contratos Iniciais					51,72				
Mercado p/ UHE					56,30				
Mercado p/ UTE					79,14				
IRevT APÓS o IRT/2000 (%)									
Contratos Iniciais	-4,25%	-3,92%	-3,80%	-12,48%	2,51%	-14,70%	-9,17%	6,15%	4,04%
Mercado p/ UHE	-1,50%	-1,06%	-0,03%	-9,08%	5,92%	-11,52%	-6,02%	8,98%	7,36%
Mercado p/ UTE	12,23%	13,25%	18,81%	7,94%	22,95%	4,36%	9,70%	23,10%	23,89%
Repasse de Produtividade (kR\$)									
Contratos Iniciais	127.898	43.677	161.988	255.010	-19.129	86.658	97.425	-21.974	-27.666
Mercado p/ UHE	46.209	12.060	1.176	191.576	-46.487	69.861	65.831	-32.819	-51.699
Mercado p/ UTE	-422.757	-170.862	-964.740	-194.603	-205.555	-31.989	-121.124	-93.861	-190.202
Efeito UTE X UHE	-468.966	-182.922	-965.916	-386.179	-159.068	-101.849	-186.955	-61.041	-138.503

Fonte: Elaboração própria mediante dados dos balanços das concessionárias selecionadas.

Pode-se verificar que a atividade de geração de energia elétrica por fonte hidráulica não é, por definição, monopólio natural nas atuais condições tecnológicas, haja vista a tendência do crescimento do custo médio (associado ao custo marginal). Como a energia está sendo precificada sob condições de mercado, ou seja, pelo custo da nova energia, parte do ganho de produtividade obtido na atividade de distribuição será capturado pelos geradores existentes, ao invés dos consumidores. Quantificando, nas condições atuais de custo de energia, os processos de revisões tarifárias das concessionárias selecionadas transfeririam aos consumidores, através da redução das tarifas de fornecimento, algo próximo de **MR\$ 704 ao ano**⁷⁷. Considerando, agora, o incremento real no custo da energia elétrica ocasionado pelas nas novas UHE planejadas até 2006, o ganho remanescente de produtividade da atividade de distribuição aos consumidores seria, ainda, de aproximadamente **MR\$ 256 ao ano**.

⁷⁷ Exceto aos consumidores da AES-Sul, Enersul e Escelsa (esta última, como pode ser verificado no processo real de revisão tarifária ocorrido em 2001 (Aneel, 2001)), que teriam aumento real tarifário.

Todavia pode-se observar que a expansão ditada por fontes térmicas resulta não só na captura do excedente que os consumidores receberiam, mas também num espetacular aumento real das tarifas médias de fornecimento de energia elétrica. Para o mesmo grupamento de concessionárias, os consumidores, em última análise, estariam repassando para os geradores todo o ganho de produtividade da atividade de distribuição à qual tinham direito, bem como um adicional de, aproximadamente, **MR\$ 2.395 ao ano**. Fato que contraria sobremaneira a hipótese inicial de que a privatização total das atividades do setor elétrico e as operações sob as condições de mercado trariam benefícios para a sociedade como um todo. Nesse caso, o benefício ficou restrito às sociedades anônimas.

VI CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A motivação desta tese foi avaliar se a mudança institucional no setor elétrico – Estado regulador e iniciativa privada empreendedora – garantiria a expansão da oferta em quantidade, em qualidade e a preços módicos aos consumidores.

A investigação foi orientada, primeiramente, para o plano teórico, ou seja, para a análise dedutiva. O escopo era verificar se a base teórica, principalmente econômica, da reforma institucional conseguiria comportar, de forma coerente, os mais diversos interesses e objetivos, ou seja, verificar a harmonia da tríade qualidade-quantidade-preços módicos sob um modelo econômico de mercado competitivo.

No segundo momento, optou-se pela quantificação das hipóteses. A investigação passa ao plano experimental de caráter indutivo. Em última análise, é um caso particular ou estudo de caso, porém de extrema relevância na formação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e necessário para a avaliação da modicidade de preços ao consumidor. O objetivo era averiguar se uma das mais nítidas conseqüências de se declinar da expansão coordenada em prol dos instrumentos naturais de mercado sobre a opção técnico-econômica da expansão de geração, ou seja, a expansão termoeletrica em detrimento da hídrica, garantiria os preços módicos aos consumidores.

Assim, serão revisitadas as principais constatações obtidas nas análises dedutiva e indutiva a fim de concatená-las e compatibilizá-las, para que se possa extrair as indicações e conclusões finais desta tese.

6.1 *Análise Dedutiva - Plano Teórico*

O primeiro objetivo da análise dedutiva era efetuar uma reflexão crítica dos pressupostos teóricos da microeconomia para sustentar os benefícios almejados na reforma institucional, com especial atenção à tríade de quantidade, qualidade e preços módicos ao consumidor. Concluiu-se que não seriam suportados, haja vista:

- Nos primórdios do mercado (Cap. II), constatou-se que, enquanto os compradores dominavam as informações relativas à formação do preço, ou melhor, à composição dos custos da mercadoria, o próprio era designado como “preço justo”. Todavia, à medida que o mercado se expandia, tanto espacialmente (rompendo a esfera local), quanto qualitativamente (maior complexidade das mercadorias), o “preço justo” é paulatinamente substituído pelo conceito de “preço de mercado”. Em resumo, preço de mercado surge em consequência da redução do nível de informação dos compradores, ou seja, o que modernamente é qualificado como “assimetria de informação no mercado”. Isso posto, percebe-se uma inconsistência da teoria microeconômica em relação ao contexto histórico, pois o preço de mercado, nas condições do Ótimo de Pareto, não coexiste sob imperfeições de mercado, entre elas a assimetria de informações.
- Sob outro contexto, nota-se também que o pressuposto do equilíbrio entre oferta e demanda é incompatível desde que expandidas as premissas da teoria microeconômica. Considerando a economia uma ciência social e, por isso, passível de influência do comportamento humano, além dos selecionados pela clássica teoria econômica, verifica-se que a própria qualificação entre compradores e vendedores não indica a mera função exercida no mercado como postulado. Incorpora, na verdade, diferentes características sociais e individuais como aptidões, ambições e, ao extremo, a exacerbação intelectual da lei natural do mais forte, ou seja, os argumentos sobre a racionalidade dos agentes tornam-se cada vez mais insustentáveis.

- A premissa de existir um número suficiente de vendedores no mercado, de tal forma que nenhum possa impor preço, é uma mitigação do efeito de concentração, mas não garante que o preço de mercado não seja influenciado pela assimetria de informações. Com efeito, quanto mais heterogênea for a sociedade, principalmente o grupo de compradores, maior a assimetria de informações e, por conseguinte, mais imperfeito será o mercado.
- Sob uma outra ótica, a teoria microeconômica sustenta que o mercado competitivo e sem intervenção é o mais eficiente, pois maximiza o excedente do consumidor e do produtor. Entretanto quanto mais díspar for a distribuição da renda e, logicamente, a estrutura social do comprador, menos **eficaz** será o mercado competitivo para garantir o bem-estar da sociedade. Percebe-se, também, que a maximização dos excedentes do consumidor e do produtor se dá pelo volume total de renda. A ponderação média da concentração de renda, em virtude da grande diferença entre a quantidade de produtores e consumidores, não é considerada na abrangência da análise microeconômica. Sendo assim, a maximização ética do bem-estar social não estará garantida. Com efeito, conjecturar que o Mercado irá substituir o Estado em sua função de mudança das estruturas econômicas e sociais não é sustentável. Nota-se que a apologia da “mão invisível” de Adam Smith é utilizada equivocadamente pelos que “vendem” as belezas do mercado. Segundo Solomon e Higgins (2001), Adam Smith acreditava que o sistema decente da livre empresa só seria exequível no contexto de uma sociedade em que as pessoas não são essencialmente egoístas, mas sociais e que agem por solidariedade e companheirismo pelo bem da sociedade com um todo.
- Numa visão algébrica, as relações entre oferta e procura tendem à convergência, porém sob um longo processo oscilatório entre fases de escassez e excedentes, o que ocasiona ora desperdícios, ora custos sociais elevados. Noutras palavras, a convergência do mercado se dá ao preço da irracionalidade.

Como não se pôde ratificar o modelo de mercado como o maximizador da tríade proposta na reforma institucional do setor elétrico, o novo objetivo da análise dedutiva é conjecturar qual seria o modelo econômico alternativo que possa tornar a respectiva tríade factível.

- A lógica do planejamento busca, por assim dizer, minimizar essa fase de desperdícios e atingir o mais rápido possível o ponto de equilíbrio. Noutras palavras, declina-se da opção de efetuar diversas voltas no plano cartesiano entre a curva de oferta e a curva de demanda para, depois de um longo tempo, além de contabilizar os custos de escassez e excedentes, convergir para o ponto de equilíbrio em prol da linha reta até o mesmo. Em suma, planejamento “queiramos ou não foi a grande invenção do capitalismo moderno” (FURTADO, 1999, p. 77).
- Deve-se observar que o planejamento não destrua as raízes da criatividade sob pena de se voltarem contra ele mesmo, implicando no retorno às condições anteriores, como observado nas tendências cíclicas de desenvolvimento ou movimentos pendulares. O risco é real e pertinente, pois planejar, em última análise, é impor uma racionalidade que será assumida por todos. Seja qual for seu nível de desenvolvimento, uma sociedade só se transforma se tiver capacidade para improvisar, inovar, enfrentar seus problemas de maneira mais prática possível, mas numa perspectiva racional (FURTADO, 1999). Nessa ótica, o nível de desenvolvimento de uma nação está condicionado ao dinamismo e à proficiência dos agentes produtivos, sejam eles públicos ou privados. Em suma, o planejamento econômico, indispensável no início do processo de ruptura das estruturas vigentes, por si só, não tem como perpetuar a oferta de preços módicos aos consumidores. Assim, o grande desafio para almejar esta hipótese é equalizar o que designamos de “A Quimera de Celso Furtado”, ou seja, concatenar de forma equilibrada e eficiente o racionalismo do planejamento com a criatividade e o empreendedorismo realçados sob as condições do mercado.

- Contudo pode-se questionar os resultados da política de planejamento implementada no Brasil. A antítese seria acreditar que aplicação natural das condições de mercado solucionaria as pendências deixadas pela política de planejamento, ou seja, a justificativa política que norteia a reforma, nos moldes propostos, do setor elétrico brasileiro. Apesar dos avanços industriais obtidos pelos países da América Latina, em especial atenção ao Brasil, o grau de subdesenvolvimento, centrado nas questões sociais, não foi rompido. Pode-se, então, pressupor que o planejamento nacional não foi operacionalizado por completo, pois o avanço foi apenas na base produtiva. Além disso, um avanço “viciado” que só se mantém com a mesma política de fomento até então aplicada. Com efeito, não se tornou auto-sustentável, pois o elo principal – fator humano – não foi devidamente – na melhor análise – fomentado e, conseqüentemente o conjunto de pessoas excluídas do modelo econômico foi ampliado.

- Porém a opção ou definição das prioridades nacionais foi equivocada, o que cristalizou uma estrutura sócio-econômica deformada. A educação e o avanço social não se realizaram, simplesmente porque não eram prioridades, pois a concepção de desenvolvimento econômico se confundia com crescimento econômico e naturalmente – por uma visão liberal de mercado – traria a solução aos problemas sociais. (BUARQUE, 1995)

- Contudo deve-se ter cautela em eleger a opção do desenvolvimento nacional. Atualmente abdica-se de um instrumento de planejamento por uma ótica de livre mercado, mas, lamentavelmente, sob a crença de que traria maior eficiência econômica e mais benefícios para a sociedade. Na verdade, vislumbra-se - parafraseando Buarque (2000) - uma “nova grande mentira”, pois a variável ética, a verdadeira “ferramenta” de ruptura, não faz parte do contexto da aplicação das condições de mercado, como se buscou demonstrar.

Assim, advogamos que a opção sustentável e de melhor benefício social para a expansão da oferta de energia elétrica é conciliar o dinamismo da livre empresa com a

racionalidade do planejamento, ou seja, a opção pelo planejamento indicativo entendido como o sistema misto, onde o Estado, juntamente com a iniciativa privada, tem atuação ativa e não apenas reativa, isto é, de agente regulador, como preconizado nos objetivos da reforma institucional do setor elétrico.

6.2 *Análise Indutiva - plano experimental*

Como se observou no Capítulo IV, os instrumentos de avaliação técnico-econômica baseados nos métodos do fluxo de caixa descontado indicavam, à época do Projeto Reseb, como mais atrativa ao capital privado, a expansão por usinas térmicas de ciclo combinado. Hoje, percebe-se que a ótica privada individual não demandou, naquela época, instrumentos de otimização da operação dos sistemas e cenários prospectivos como meios auxiliares nas decisões econômicas, conforme usados na ótica do planejamento sistêmico. Fatos que deslocaram a atratividade da expansão termoeletrica - como aspectos associados à política cambial, aos preços do petróleo e, em uma escala menor, às questões ambientais - seriam facilmente percebidos e factíveis de serem internalizados nas análises de sensibilidade e cenários prospectivos, e realmente foram quando da proposta desta tese ao início do ano de 1998⁷⁸.

Nessas novas condições, a expansão hidroelétrica apresenta, além de menores riscos futuros, preços mais atrativos de energia elétrica, haja vista a reduzida vinculação dos seus custos com a moeda americana. De acordo com as considerações

⁷⁸ Cabe salientar que a análise desenvolvida restringiu-se aos itens relevantes na tomada de decisão da ótica privada. Noutras palavras, os malefícios quanto à questão de importação de tecnologia-equipamentos e do próprio energético; as perdas para a indústria de base nacional e suas implicações sociais, bem como a opção de “sujar” a matriz energética nacional pela ótica dos estudos sobre o aquecimento global não fizeram parte da equação de viabilidade econômica desses empreendimentos pela ótica privada.

do item 4.2, os resultados dos preços de energia elétrica comparados são reapresentados na Figura 6.1.

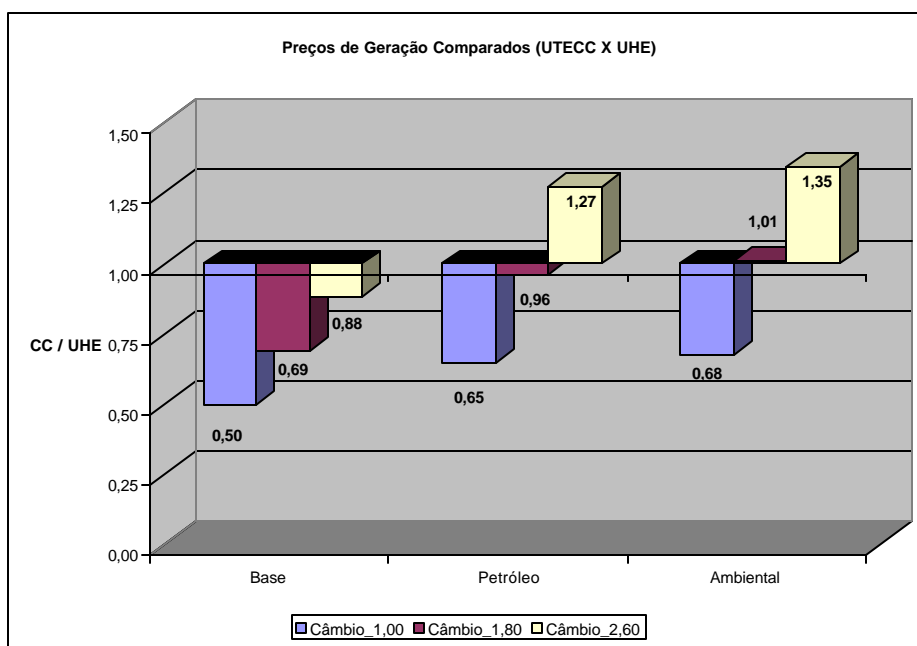


Figura 6.1 – Preços relativos de geração entre UHE e UTE-Ciclo Combinado

Todavia, como o tempo de maturação dos projetos alternativos à base térmica – principalmente as UHE - é de médio prazo, perdeu-se um tempo valioso na tomada de decisão para garantir a oferta de energia em níveis de confiabilidade adequados. Com a crescente demanda por energia elétrica e sem a contrapartida da expansão da oferta, aumentava a probabilidade de que o país enfrentaria, como veio a ocorrer em 2001, uma fase desabastecimento de energia elétrica somente vista no momento em que o Estado teve que intervir no setor quando este era praticamente privado (ELETROBRÁS, 1988).

Mediante a implementação da reforma do setor elétrico brasileiro, percebe-se um apanhado de medidas emergenciais, descoordenadas e conflitantes. Com efeito, a garantia da oferta do produto e de preços módicos aos consumidores não é

vislumbrada. Em suma, são resultados da falta de planejamento, ou melhor, da atuação das “forças do mercado” sob um conceito o qual designamos de “regulação burocrática”, isto é, regulação do mercado apenas pelas atividades das agências reguladoras.

Isso posto, as principais diferenças percebidas na expansão da oferta de energia elétrica ocasionada pela saída do Estado Ativo, sendo substituído pela Iniciativa Privada foram: a queda na confiabilidade de suprimento e a tendência de preços de energia elétrica mais elevados aos usuários quantificados sob o aspecto tarifário no Capítulo V e resumidos na Figura 6.2.

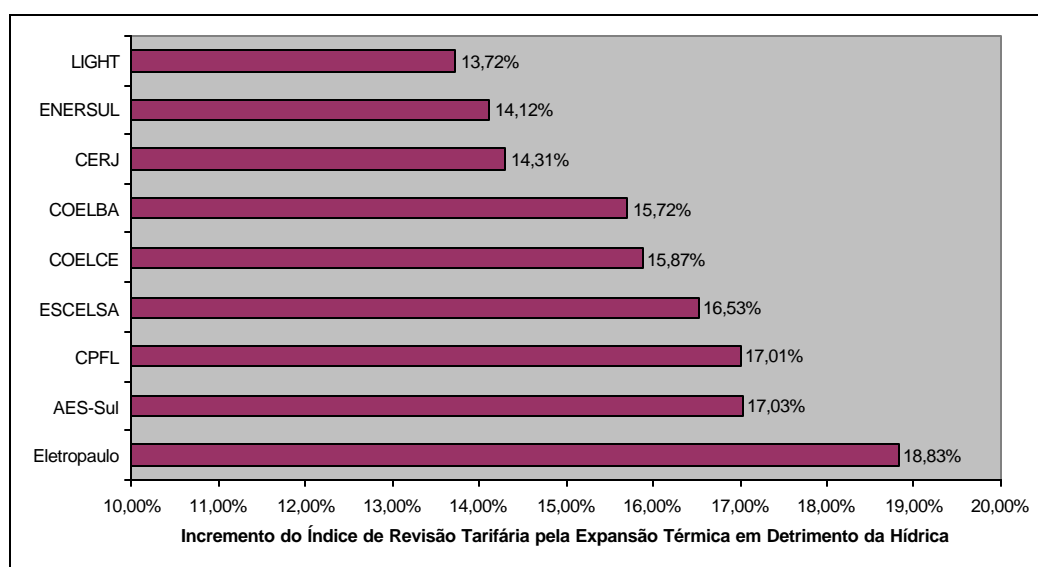


Figura 6.2 – simulação do impacto sobre o índice de revisão tarifário, das concessionárias selecionadas, oriundo do custo da expansão por UTECC em detrimento das UHE

6.3 Concatenação e Consolidação das Análises

A análise dedutiva sob o âmbito normativo procedeu a uma retrospectiva histórica do comércio para avaliar os princípios da teoria econômica, mas

principalmente para internalizar os movimentos pendulares das estruturas organizacionais, descritos inicialmente por Perinne. Percebe-se que, em última análise, os movimentos pendulares podem ser transfigurados como um sistema de controle estável, em que as oscilações são amortecidas e eventualmente desaparecem. O amortecimento das oscilações, ou melhor, da distância entre as estruturas tende a diminuir, haja vista a aprendizagem que se possa obter com as experiências dos ciclos anteriores.

Com o intuito de não tornar a tendência cíclica de desenvolvimento uma hipótese escolástica, ela é sustentada racionalmente pelas constatações obtidas na análise crítica aos dogmas do mercado competitivo e na internalização de questões normativas como aspectos culturais e éticos. Percebemos que os instrumentos de mercado são incapazes de garantir a panacéia mercadológica apresentada à sociedade como uma forma de sanar os problemas estruturais deixados pela era de intervenção estatal e economia planejada. Logo, acreditar no modelo de mercado competitivo como opção ao desenvolvimento mais adequado é perder-se no tempo. Apenas sob uma análise normativa da economia, pode-se almejar reais avanços de desenvolvimento no sentido sócio-econômico amplo. A variável que pode realmente redirecionar o enfoque de mero crescimento econômico para desenvolvimento sócio-econômico é a variável ética.

O arcabouço teórico da reforma institucional do setor elétrico brasileiro surgiu a partir das premissas da análise econômica positiva, ou seja, sem a inserção de outros pressupostos. A lição que se obtém, por mais redundante que se aparente, é que não existe verdade absoluta. O debate dogmático observado durante as discussões da reforma do setor elétrico fez com que se perdessem oportunidades de complementaridade e reais avanços no setor de energia elétrica.

Mediante a análise econômica normativa apresentada, aliada aos resultados obtidos no plano experimental desta tese, conclui-se que a implementação do modelo proposto não trará os resultados equivalentes aos que foram “vendidos” à sociedade. Assim, o que se evidencia e se deduz é que o chamado modelo econômico misto é o que deveria permear as bases da reforma do modelo institucional do setor elétrico, ao invés do proposto na sua reforma institucional.

Pôde-se verificar que a expansão ditada por fontes térmicas resulta não só na captura do excedente que os consumidores receberiam quando do advento das revisões tarifárias periódicas, como também no aumento real das tarifas médias de fornecimento de energia elétrica. Isso contraria sobremaneira a hipótese inicial de que a privatização total das atividades do setor elétrico e as condições de mercado trariam benefícios para a sociedade como um todo. Todavia percebe-se que os sobre-custos serão minimizados desde que a expansão da oferta esteja concatenada com o planejamento integrado buscando-se o ótimo sistêmico. Em suma, conclui-se que a expansão ótima, pela ótica dos agentes privados, não garante o ótimo coletivo, ou seja, a falta de uma coordenação sistêmica aumenta os riscos de que as decisões presentes sejam equivocadas no futuro.

Por fim, lembrando as observações qualitativas desenvolvidas por Ruelle (1993) referentes aos sistemas econômicos traduzidos pela teoria do caos, postula-se que os argumentos balizam o raciocínio de que as possíveis consequências caóticas dos atos administrativos corroboram a hipótese de que a regulação do conceito tradicional, a qual designou-se como *regulação burocrática*, não garante condições adequadas para a operação do mercado. Logo o que foi designado por *regulação operativa*, ou seja, ter atividades produtivas sob orientação normativa do Estado, torna-se uma opção complementar.

Assim, nas atividades finais de mercado, principalmente na produção de energia elétrica, a regulação deverá ser efetiva, ou seja, uma *regulação completa*, porém em um patamar que não seja para determinar a expansão, mas também que não seja marginal para não tornar-se inócua na condução do mercado. O objetivo será evitar os custos sociais ocasionados por conluio dos agentes privados, bem como os oriundos da escassez de energia elétrica. Em suma, almeja-se a complementaridade dos talentos e especialidades dos agentes, ou seja, compor harmoniosamente o dinamismo da livre empresa com a racionalidade do planejamento.

VII BIBLIOGRAFIA BÁSICA

ABRADEE/NERA (Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica), 2000, **Comentários sobre o Projeto de Resoluções sobre Revisões e Reajuste de Tarifas**. Rio de Janeiro.

AES/Sul, 2001, **Demonstrações Contábeis Auditadas**. AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A. Porto Alegre.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), 2001, **Nota Técnica n. 097/2001-SRE**. Brasília.

_____, 2001b, **Nota Técnica n. 073/2001-SRE**. Brasília.

_____, 2001c, **Resolução n. 278**. Brasília, Jul.

_____. _____, 2001d, **n. 244**. Brasília, Jun.

_____. _____, 2001e, **n. 22**. Brasília, Fev.

_____. _____, 2000, **n. 457**. Brasília, Nov.

_____. _____, 1999, **n. 281, n. 282 e n. 286**. Brasília, Out.

_____. _____, 1999b, **n. 233**. Brasília, Ago.

_____. _____, 1998, **n. 245**. Brasília, Jun.

ANP (Agência Nacional do Petróleo), 2001, **Portaria n. 101**. Rio de Janeiro

ARRIGHI, G., 1996, **O Longo Século XX**. Contraponto : Rio de Janeiro.

BCB (Banco Central do Brasil), 2001, **Política Cambial e de Relações Financeira com o Exterior**. www.bancocentral.gov.br

_____, 1998, **Análise do Mercado de Câmbio**. Terceiro trimestre de 1998.
www.bancocentral.gov.br

BARON, R. , 2000, **Emission trading**: a real time simulation. *IEA Paper* . Nov. Paris :
IEA. www.iea.org

BERMAN, M., 1999, **Tudo que é sólido desmancha no ar** : a aventura da modernidade. Cia. das Letras : São Paulo.

BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), 1998, **Cadernos de Infra-Estrutura**: Petróleo. Rio de Janeiro.

BP, 2001, **BP statistical review of world energy**. British Petroleum : London.
www.pbamoco.com

_____, 1998, **BP statistical review of world energy**. British Petroleum : London.
www.pbamoco.com

BRASIL. Congresso Nacional, 1998, **Lei n. 9.648**. Brasília.

_____. _____, 1997, **Lei n. 9.433**. Brasília.

_____. _____, 1997b, **Lei n. 9.141**. Brasília.

_____. _____, 1996, **Lei n. 9.427**. Brasília.

_____. _____, 1995, **Lei n. 9.074**. Brasília.

_____. _____, 1995b, **Lei n. 8.987**. Brasília.

_____. _____, 1993, **Lei n. 8.631**. Brasília.

_____, 1997c, Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Portaria no. 459**.
Brasília.

_____. Ministério da Fazenda e Ministério de Minas e Energia, 2001, **Portaria Interministerial n. 176**. Brasília.

_____. _____, 2000, **Portaria Interministerial n. 3**. Brasília.

_____. Presidência da República, 2001, **Medida Provisória n. 2.148-1**. Brasília.

_____. _____, 1995b, **Decreto 1.501**. Brasília.

BRESSER, L. C. B., 1995, **Propostas do governo para Reforma do Estado**. In: Ciclo de Estudos e Reforma Constitucional: O Estado e a Ordem Econômica. UERJ : Rio de Janeiro.

BUARQUE, C., 1995, **A Revolução das Prioridades**. In: Projetos Estratégicos Alternativos. Fase : Rio de Janeiro.

_____, 1999, **A segunda abolição** : um manifesto-proposta para a erradicação da pobreza no Brasil. Paz e Terra : São Paulo.

_____, 2000, "A Grande Mentira". **Jornal O Globo**, 9 de Outubro.

_____, 1993, **A desordem do progresso**: o fim da era dos economistas e a construção do futuro. Paz e Terra : São Paulo.

BUSINESS WEEK, 2001, **Segurar a produção pode dar maus resultados à OPEP.**

Suplemento do Jornal O Valor Econômico, 8 de Agosto.

CECCHI, J. C.; SCHERCHTMAN, R., 1996, “Impactos Macroeconômicos Decorrentes da Expansão do Sistema Elétrico em Termelétricas: efeitos da importação de tecnologia e de combustíveis”. **Cadernos de Energia**. Vol II, n. 9.

CEMAT, 2001, **Relatório da Administração:** exercício 2000. Centrais Elétricas Matogrossenses S/A. São Paulo.

CERJ, 2001, **Relatório da Anual 2000.** Cia. de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro S/A. Rio de Janeiro.

COELBA, 2001, **Demonstrações Contábeis:** exercício 2000. Cia. de Eletricidade do Estado da Bahia S/A. Salvador.

COELCE, 2001, **Demonstrações Financeiras:** 2000. Cia. Energética do Ceará S/A. Fortaleza.

COIMBRA, L; SCHÜFFNER, C., 2001, “Projeto de termelétricas começa a sair do papel”. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 22 de Janeiro.

_____, 2001b, “Termelétricas dependem da Petrobrás”. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 22 de Janeiro.

COOPERS & LYBRAND *et. al*, 1997, **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro:** relatório consolidado etapa VII. Eletrobrás : Rio de Janeiro.

CPFL, 2001, **Demonstrações Contábeis 2000.** Cia. Paulista de Força e Luz S/A. Campinas.

- CORSON, W. H. (Editor), 1994, **Manual Global de Ecologia**. Augustus : São Paulo.
- COSTA, P. H. S; ATTIE, E. V., 1990, **Análise de projetos e investimentos**. FGV : Rio de Janeiro.
- EIA, 2001, **National energy modeling system**: 2001. Energy Information Administration : Washington. www.eia.doe.gov
- _____, 1999, **Analysis of the impacts of an early start for compliance with the Kyoto Protocol**. Energy Information Administration : Washington.
- ELETOBRAS, 2001, **Relatório de acompanhamento da CCC**. www.eletobras.gov.br
- _____, 2000, **Plano Decenal de Expansão 2000-2009**. Rio de Janeiro.
- _____, 1998, **Plano Decenal de Expansão 1998-2007**. Rio de Janeiro.
- _____, 1993, Metodologia e processo de planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. **Plano 2015**. Rio de Janeiro.
- _____, 1988, **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro.
- ELETROPAULO, 2001, **Relatório da Administração**. Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A. São Paulo.
- ENERSUL, 2001, **Demonstrações Contábeis**: 31 de dezembro de 2000. Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S/A. Campo Grande.
- ESCELSA, 2001, **Demonstrações Contábeis**: 31 de dezembro de 2000. Espírito Santo Centrais Elétricas S/A. Vitória.
- FARO, C. de, 1979, **Elementos de engenharia econômica**. Atlas : São Paulo.

FERNANDEZ, E. F. y. CECCHI, J.C., 1998, "Gás natural no Brasil". **Jornal O Globo**.
Rio de Janeiro, 04 de Dezembro.

FERNANDEZ, E. J., 1999, **Natural gas market in Brazil**: regional opportunities.

FONSECA, F.F., 1999. **Mundo em crise**: economia, ecologia e energia. Signus : São Paulo.

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F., 1990, **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Editora da UFF : Niterói.

FURTADO, C., 1999, **O Longo Amanhecer** : reflexões sobre a formação do Brasil.
Paz e Terra : São Paulo.

_____, 2000, **Introdução ao desenvolvimento**: enfoque histórico-estrutural. Paz e Terra : São Paulo.

_____, 1992, **Brasil**: a construção interrompida. Paz e Terra: São Paulo.

_____, 1986, **Teoria e política do desenvolvimento econômico**. Nova Cultura : São Paulo.

GARÓFALO, G. de L.; CARVALHO, L.C.P. de, 1990, **Teoria microeconômica**. Atlas : São Paulo.

GCE (Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica), 2001, **O desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica**. www.energiabrasil.gob.br

GITMAN, L. J., 1994, **Princípios de Administração Financeira**. São Paulo : Harbra.

- GUIMARÃES, A.; OLIVEIRA, D; TOLMASQUIM, M. T., 1997. Flexibilidade na Indústria Petrolífera: O caso da Argentina e o Caso da Venezuela. **Revista Brasileira de Energia**. Vol 6, n. 2.
- HINOSTROZA, M. L.; GUERRA, S. M., 1999. “Taxa sobre o carbono: ensaio de aplicação no Brasil”. In: **VIII Congresso Brasileiro de Energia**. Rio de Janeiro.
- HOLANDA, N., 1974, **Planejamento e Projeto**. Apec : Rio de Janeiro.
- HUBBERMANN, L., 1957, **A História da Riqueza do Homem**. LTC : Rio de Janeiro.
- HUGON, P., 1966, **História das doutrinas econômicas**. Atlas : São Paulo
- IEA, 2001, **Oil Market Report**. Paris : International Energy Agency. www.iea.org.
- International Petroleum Encyclopedia, 1998, PennWell : Tulsa.
- IPEA (Instituto de Pesquisa Econômicas e Aplicadas), 2001, **Boletim de Política Industrial**. Rio de Janeiro, n. 13. Abril.
- IUDÍCIBUS, S de; MARION, J.C., 2000, **Curso de contabilidade para não Contadores** : para áreas de administração, economia, direito e engenharia. Atlas : São Paulo.
- YERGIN, D., 1994, **O Petróleo** : uma história de ganância, dinheiro e poder. Scritta : São Paulo.
- JAGUARIBE, H., 2000, **Brasil, Homem e Mundo**: reflexão na virada do século. Topbooks : Rio de Janeiro.

- JANNUZZI, G. M. e SWISHER, J.N.P., 1997. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos**: meio ambiente, conservação de energia e fontes renováveis. Autores Associados : Campinas.
- JOHNSON, B.B. *et. al.*, 1996, **Serviços públicos no Brasil**: mudanças e perspectivas. Edgard Blücher : São Paulo.
- KRUGMAN, P., 2001, "Abusos de poder". **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 8 de Janeiro.
- _____, 2001b, "Eletricidade e lucros na Califórnia". **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 25 de Janeiro.
- _____, 2001c, "O mito do mercado livre infalível". **Valor Econômico**. Rio de Janeiro, 19 de Fevereiro.
- LAMPREIA, L. F., 2000, **Discurso do Senhor Ministro de Estado das Relações Exteriores na abertura da 55ª Sessão da Assembléia Geral da ONU**. Nova York, 12 de Setembro.
- LEITE, A. D., 1997, **A Energia do Brasil**. Nova Fronteira : Rio de Janeiro.
- LEGGET, J. (ORG.), 1992, **O Aquecimento Global** : o relatório do Greenpeace. FGV : Rio de Janeiro.
- LIGHT, 2001, **Demonstrativo Financeiro 2000**. Light Serviços de Eletricidade S/A. Rio de Janeiro.
- MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia), 2000, Artigos diversos no domínio de Mudanças Climáticas na página eletrônica pela Internet: www.mct.gov.br.

MDIC (Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior), 1999, **Barreiras Externas às Exportações Brasileiras**. Brasília.

MORAIS, M.V.P. de., 2001, Discurso do Ministro da Agricultura e do Abastecimento. **Encontro Anual do Fórum Econômico Mundial**. Davos, Suíça. 25 de Janeiro.

MOREIRA, A.; ROCHA, K.; DAVIS, P.A.M.S., 2001, Participação da termogeração na expansão do sistema elétrico brasileiro. **Texto para Discussão**. IPEA. n. 823.

OLIVEIRA, A., 2000, As térmicas e o racionamento de eletricidade. **Boletim de Conjuntura**. URFJ : Rio de Janeiro, vol. 20, n. 2.

PALMERI, C.; COHN L. ZELLNER, W., 2001, “O inferno da energia na Califórnia”. **Valor Econômico**. Rio de Janeiro, 3 de Janeiro. Suplemento da seleção de textos da revista BusinessWeek, n. 11.

PALMERI, C., 2001, “Quem paga o quê, eis a questão da energia”. **Valor Econômico**. Rio de Janeiro, 10 de Janeiro. Suplemento da seleção de textos da revista BusinessWeek, n. 12.

PEREIRA, L.C.B., 1995, **A reforma do Estado nos anos 90**: lógica e mecanismos de controle. UFRJ : Rio de Janeiro.

PINDYCK, R. S. e RUBINFELD, D. L., 1994. **Microeconomia**. Makron Books : São Paulo.

PIRES, J. C. L; PICCININI, M. S., 1998, “Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro”. **Textos para Discussão**. Bndes : Rio de Janeiro, Jun.

- PORTER, M. E., 1986, **Estratégica competitiva**: técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Editora Campus : Rio de Janeiro.
- POSSAS, M.L.; PONDE, J.L. & FAGUNDES, J., 199-, **Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil**: um enfoque alternativo. Rio de Janeiro, .
- RESENDE, E; ALQUÉRES, J.L., 1993, “Panorama do Setor de Energia Elétrica e da sua Nova Legislação”. **Revista Brasileira de Energia**. vol 3. n. 1.
- ROSA, L. P.; SCHAEFFER, R.; SANTOS, M. A., 1996,. Emissões de Metano e Dióxido de Carbono de Hidrelétricas Comparadas às de Termelétricas Equivalentes. **Cadernos de Energia**. Vol I, n. 9.
- ROSA, L. P.; SCHERCHTMAN, R., 1996,. Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico. **Cadernos de Energia**. Vol II, n. 9.
- ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M.T.; e PIRES, J.C.L., 1998,. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo**: uma visão crítica. Relume Dumará : Rio de Janeiro.
- RUELLE, D., 1993, **Acaso e caos**. Ed. Unesp : São Paulo.
- SANTOS, N. O., 2000, **Termodinâmica aplicada às termelétricas**: teoria e prática. Ed. Interciência : Rio de Janeiro.
- SAY, M. G. (Org.), 198-, **Manual do engenheiro eletricitista**. Hemus : São Paulo
- SCHWARTZ, P., 1995, **A arte da previsão** : planejando o futuro em um mundo de incertezas. Scritta : São Paulo.

- SHAPIRO, E., 1987, **Análise macroeconômica**. Atlas : São Paulo.
- SINGER, P., 1999, **O Brasil na crise**: perigos e oportunidades. Contexto : São Paulo.
- SOLOMON, R.C., HIGGINS, K.M., 2001, **Paixão pelo saber**: uma breve história da filosofia. Civilização Brasileira : Rio de Janeiro.
- VASCONCELLOS, G. F.; VIDAL, J. W. B., 1998, **Poder dos trópicos** : meditação sobre a alienação energética na cultura brasileira. Casa Amarela : São Paulo.
- VOITH HYDRO, 1999, Análise econômico financeira da viabilidade e otimização do investimento em PCH. In. **Produtores Independentes de Energia**. IBC : São Paulo.
- WOILER, S.; MATHIAS W.F., 1994, **Projetos** : planejamento, elaboração e análise. Atlas : São Paulo.

ANEXO I - OBSERVAÇÕES SOBRE A METODOLOGIA DE PRECIFICAÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

- Introdução

Com a implementação do novo arcabouço legal do setor elétrico brasileiro , buscando sua maior eficiência produtiva, as atividades integradas do setor foram reordenadas. A diretriz básica foi identificar as atividades que realmente constituem o chamado "monopólio natural" e aplicar as condições de mercado onde for possível. Nesse contexto, as atividades de Transmissão e de Distribuição de energia elétrica enquadraram-se como monopolísticas, enquanto as de Geração e de Comercialização de energia elétrica se organizam sob a ótica concorrencial.

No ambiente competitivo, o preço, conceitualmente, é estipulado pelo mercado, mas as atividades de monopólio, bem como a definição da remuneração adequada aos investimentos necessários às atividades de distribuição e de transmissão são fortemente reguladas pelo Poder Concedente.

Para tanto, a formação de preço do monopólio natural visa atender as necessidades de regulação econômica que viabilizem a competição no setor, mas garantindo a expansão dos sistemas monopolísticos em qualidade satisfatória. Assim, a estruturação tarifária objetiva os princípios de: **neutralidade** - o mais próximo possível de seus custos ; **de igualdade** - que não ocorra assimetria no tratamento entre cargas com características semelhantes; e **de eficácia** - racionalização do consumo e uso dos excedentes sociais.

- Diretrizes Legais (Resumo)

Desde a publicação da Lei no. 9.074/95 - que criou a "figura" do Produtor Independente de Eletricidade e do Consumidor Livre - necessitava-se da correta definição dos encargos de transmissão e distribuição. Esses supracitados usuários têm livre acesso às redes elétricas e o direito de optar, contratualmente, pelo fornecimento de energia elétrica, independente da concessionária da rede elétrica conectada. Finalmente, no ano de 1997, foi publicada, com a referência de "provisória", a Resolução no. 459 do DNAEE. Todavia à medida que a regulamentação da reforma institucional do setor elétrico prosseguia, ficava inoperante devido ao hiato de conceitos durante a transição. Posteriormente, em outubro de 1999, a ANEEL, após um acalorado processo de audiência pública, homologou as Resoluções no. 281, 282 e 286 que estão aderentes ao novo arcabouço legal do setor elétrico. A proposta tarifária da atividade de transmissão baseia-se na metodologia de tarifas diferenciadas por barra do sistema, também designada de "tarifação nodal" que, em última análise, é suportada por premissas de custo marginal, ou seja, fundamentada em conceitos de eficiência econômica. Todavia a Resolução no. 286/99, que trata das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, ainda é de caráter provisório, mas remete às respectivas concessionárias de distribuição a obrigação de elaborar os estudos para a correta determinação das mesmas.

Nessa primeira etapa, conforme determinação do órgão regulador, o trabalho se restringe aos usuários da alta e média tensão, ou seja, praticamente ao universo dos chamados Consumidores Livres.

- Metodologia Nodal

Os ativos de transmissão que compõem a chamada "REDE BÁSICA" foram definidos na Resolução, ANEEL, n. 245/98 e, periodicamente, são atualizados pelo Órgão Regulador do setor elétrico. Constitui-se por todas as linhas de transmissão em

tensões de 230 kV ou superior e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica. Cabe salientar que as instalações de transmissão de uso exclusivo não serão incluídas entre os ativos da Rede Básica, ou seja, o custo desse ativo é de inteira responsabilidade do respectivo usuário. Segundo a regulamentação, a composição da Rede Básica poderá incluir instalações em tensões inferiores a 230 kV desde que interliguem áreas do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e, em casos excepcionais, as instalações consideradas relevantes, pelo Operador Nacional do Sistema para a operação da Rede Básica.

Como mencionado anteriormente, a metodologia utilizada para a determinação das tarifas de uso dos sistemas de transmissão é chamada Tarificação Nodal. A tarifa é calculada para cada barra do sistema, independentemente das transações de energia contratadas, como era no modelo SINTREL (Ver, também, Portaria n. 459/97);

Academicamente, a metodologia de cálculo das Tarifas Nodais é denominada “Precificação Relativa aos Custos de Investimentos”, sendo considerada uma aproximação dos Custos Marginais de Longo Prazo. Ao calcular o seu encargo de uso do sistema de transmissão, qualquer agente só precisa considerar a TUST de fonte ou de carga na barra em que está injetando, se for um gerador, ou retirando potência, se for consumidor do sistema elétrico.

De acordo com o conceito econômico, as tarifas de uso dos sistemas elétricos devem refletir os custos acarretados por cada agente na expansão da rede, levando-os a tomar decisões de investimento que coincidam com os da expansão a custo mínimo. O objetivo da Precificação Relativa aos Custos de Investimento – Metodologia Nodal – é criar sinais econômicos para que geradores e cargas se aloquem espacialmente de

forma otimizada, isto é, buscando a minimização dos custos de investimento na transmissão. Como visto anteriormente, em condições de mercado concorrencial, o preço que maximiza o benefício para a sociedade deve-se igualar ao custo marginal. Transportando esse conceito para a precificação de um monopólio natural, vem:

$$p_B = \frac{\Delta K}{\Delta I_B}$$

onde:

π_B - Tarifa nodal para um usuário conectado na barra B (R\$/MW);

K – custo de reposição da rede ideal de custo mínimo;

I_B – injeção de potência na barra B, em MW

A formulação sistêmica ocorre com a determinação do custo marginal para ampliar a capacidade dos elementos, a fim de atender o incremento unitário de carga ou oferta. Como o sistema é interligado, qualquer variação de fluxo de potência em uma barra do sistema implicará em variações nas demais barras. Essas variações em cada elemento da rede correspondem, aproximadamente, aos fatores de sensibilidade dos fluxos nas linhas, em função das injeções nas barras. Esses fatores definem a matriz de sensibilidade **b**, a qual é determinada apenas pela tipologia e pelas impedâncias da rede elétrica.

Assim, a tarifa marginal nodal é definida por:

$$p_B = \sum_{L=1}^{NL} b_{LB} \cdot C_L \cdot Fpond_L$$

Onde:

NL – número de elementos da Rede Básica;

FL –fluxo no elemento **L**, linha ou trafo, em MW;

IB –injeção de potência na barra **B**, em MW, sendo as cargas tratadas como injeções negativas;

CtL – custo de reposição do elemento **L**, em R\$, anualizado

CpL –capacidade elétrica do elemento **L** em, MW;

β_{BL} – sensibilidade do fluxo no elemento **L** em relação à injeção da barra **B** ; $= (dFL/dIB)$

CL – custo unitário do elemento **L**, em R\$/MW; $= (CtL/CpL)$

FpondL – fator de ponderação do carregamento do elemento **L**; $= (FL/CpL)$

De forma categórica, pode-se verificar que os sinais econômicos obtidos pela aplicação da metodologia de precificação relativa aos custos de investimentos indicam que: se um novo consumidor for ligado numa região predominante de carga, marginalmente serão induzidos investimentos para ampliar a capacidade do sistema de transmissão, o que resultará em tarifa positiva (pagamento dos usuários); se nessa região for alocada uma fonte geradora, o sistema de transmissão existente ficará mais aliviado implicando em postergação de futuras ampliações, o que resultará em tarifa negativa (recebimento dos usuários da rede).

Por definição do monopólio natural, os custos marginais de longo prazo não são suficientes para remunerar os ativos da rede de transmissão. Logo, as tarifas marginais precisarão ser ajustadas de forma a remunerar os ativos investidos. Isso se fará pela receita permitida de transmissão, que é determinada, em última análise, pelo produto do valor do ativo em depreciação – investimento no serviço concedido – pela taxa de retorno esperada, conforme o risco econômico da atividade. Esse ajuste é efetuado

através da parcela aditiva, constante, em R\$/MW, a ser somada às tarifas marginais da metodologia nodal.

Por fim, cabem algumas reflexões sobre a aplicação da metodologia nodal. Por conceito, o sinal locacional é o instrumento econômico para alocação espacial ótima das cargas e das geradoras, segundo a ótica de minimização dos custos de investimento no sistema de transmissão. Todavia a alocação de hidroelétricas está condicionada à disponibilidade hidráulica; usinas térmicas de ciclo combinado, conforme a rede de gás e térmicas convencionais a carvão nas imediações de minas ou portos. Exceto por alguns usuários eletrointensivos, a parcela de energia elétrica nos custos de produção é bastante reduzida. Além disso, quanto mais elevado o nível de tensão, menor é a parcela de custos de rede elétrica na composição final dos custos com fornecimento de energia elétrica. Assim, pode-se conjecturar que o mercado consumidor, a disponibilidade de matéria-prima, as isenções fiscais são instrumentos relevantes e realmente determinantes de alocação espacial das unidades produtivas. Independente dessas afirmações, a metodologia nodal induz à grande variação relativa das tarifas em curto prazo de tempo, pois os sinais tarifários locacionais podem se alterar sobremaneira mediante a entrada de novas cargas ou geradores, fato indesejável aos usuários existentes, pois se cria, em última análise, um novo risco não gerenciável pelas unidades consumidoras e geradoras.

- *Procedimentos da Simulação*

Conforme as disposições regulamentares da Resolução n. 281/99 – Condições Gerais de Fornecimento - as simulações das tarifas nodais de uso do sistema de transmissão são efetuadas com a utilização do *software “Nodal versão 2.0”*, que utiliza a metodologia homologada pela ANEEL.

O caso de partida, divulgado pelo Operador Nacional do Sistema (Ons), considera a topologia e o mercado previstos para o ciclo 2001/2002. A opção pelo ano mais distante – 2005, apesar de conceitualmente mais consistente com o estudo, não foi simulada, hajam vista as incertezas da própria topologia e principalmente da quantificação da receita permitida de transmissão. Na elaboração deste caso base, o ONS utilizou as demandas máximas anuais de cada uma das concessionárias isoladamente e a topologia consoante com o Plano Decenal de Expansão de Geração e Transmissão. Assim, a tarifa nodal será estipulada como a tarifa média para a respectiva tecnologia de geração (grupadas em UHE, UTE-CC e UTE-CV).

A alocação de Receita Permitida da Rede Básica foi baseada nos valores publicados na Resolução n. 244/01 da Aneel. Os Custos Modulares de Reposição são os mesmos contidos na base de dados no *software*.

Apesar dos fatores de carregamento – utilizados nas simulações da Rede Básica e apresentados na Resolução Aneel, n. 282/99 - atenuarem o sinal locacional, alterando os custos marginais e a sinalização quanto à necessidade de investimentos a longo prazo, os mesmos serão utilizados, pois definem a real tarifa de faturamento do uso dos sistemas componentes da Rede Básica.

Conforme a Resolução da Aneel n. 281/99, os ativos de transmissão não enquadrados como Rede Básica qualificam-se como ativos de conexão e são disponibilizados às distribuidoras. Em última análise, são ativos de distribuição que não pertencem à distribuidora local, mas são alugados, ou melhor, disponibilizados às mesmas pelas proprietárias, mediante o pagamento mensal definido pela Aneel. Noutras palavras, os ativos de conexão são vistos pelos usuários finais como ativos de

distribuição pertencentes à concessionária local. Assim, a receita permitida da distribuidora leva consigo os respectivos custos de conexão.

Sabe-se que as unidades geradoras que compõem os contratos iniciais só começarão a arcar com os custos de uso da rede elétrica a partir de 2003, conforme a renegociação dos respectivos contratos. Apesar disso, as tarifas nodais calculadas para essas usinas serão adicionadas ao cálculo do custo da energia, haja vista ser um custo explícito quando estiverem em reais condições de mercado, ou melhor, quando alcançarem a autonomia de negociar o preço de energia assegurada.

Os resultados das simulações conforme as diretrizes e considerações anteriores estão consolidados na tabela, a seguir. Cabe ressaltar que, mediante o Art. 25 da Resolução, Aneel, n. 281/99 balizada pela Lei n. 9648/98, as pequenas centrais hidroelétricas que entrarem em operação até 2003 estão dispensadas dos encargos de uso da rede elétrica e as posteriores, com redução de, no mínimo, 50% sob as tarifas de uso da rede vigentes à época.

Resultado da Simulação:

Fonte	Nome	R\$/kW
UHE	ACARAY	1,064
UHE	AIMORÉ	0,657
UHE	ÁGUA VERMELHA	0,989
UHE	APOLÔNIO SALES (MOXOTO)	1,993
UHE	BARIRI (A.S.LIMA)	0,081
UHE	BARRA BONITA	0,073
UHE	BOA ESPERANÇA	0,994
UHE	CACHOEIRA DOURADA	1,319
UHE	CACONDE	0,309
UHE	CANOAS I	0,675
UHE	CANOAS II	0,661
UHE	CAPIVARA	1,192
UHE	CHAVANTES	0,774
UHE	CORUMBÁ I	0,862
UHE	CURUÁ-UNA	1,483
UHE	DONA FRANCISCA	2,163
UHE	EMBORCAÇÃO	0,75

UHE	EUCLIDES DA CUNHA	0,309
UHE	FONTES NOVA	0,493
UHE	FUNIL	0,55
UHE	FURNAS	0,705
UHE	G.BENTO MUNHOZ	1,701
UHE	G.PARIGOT DE SOUZA	1,095
UHE	GUAPORÉ	3,014
UHE	GUILMAN-AMORIM	0,155
UHE	HENRY BORDEN	0,596
UHE	IBITINGA	0,469
UHE	IGARAPAVA	0,606
UHE	ILHA DOS POMBOS	0,397
UHE	ILHA SOLTEIRA	1,069
UHE	ITAIPU - SETOR 50 HZ	0,905
UHE	ITAIPU - SETOR 60 HZ	1,745
UHE	ITAUBA	2,053
UHE	ITIQUEIRA	2,046
UHE	ITUMBIARA	0,958
UHE	ITUTINGA E CAMARGOS	0,207
UHE	ITÁ	1,954
UHE	JACUÍ	2,219
UHE	JAGUARA	0,673
UHE	JUBA I, II	3,014
UHE	JUPIÁ	1,076
UHE	JURUMIRIM	0,479
UHE	L.C.BARRETO (ESTREITO)	0,702
UHE	LAJEADO	0,959
UHE	LIMOEIRO (A.S.OLIVEIRA)	0,309
UHE	MACHADINHO	1,868
UHE	MANSO	2,645
UHE	MARIMBONDO	0,891
UHE	MASCARENHAS (ESCELSA)	0,484
UHE	MASCARENHAS (PEIXOTO-FURNAS)	0,602
UHE	MIRANDA	0,612
UHE	NILO PEÇANHA	0,493
UHE	NOVA AVANHANDAVA	0,644
UHE	NOVA PONTE	0,749
UHE	PARAIBUNA	-0,02
UHE	PASSO FUNDO	1,55
UHE	PASSO REAL	1,992
UHE	PAULO AFONSO I, II, III	1,973
UHE	PAULO AFONSO IV	1,88
UHE	PEREIRA PASSOS	0,487
UHE	PONTE DE PEDRA (N. MUTUM)	3,518
UHE	PORTO COLÔMBIA	0,616
UHE	PORTO ESTRELA	0,105
UHE	PORTO PRIMAVERA	1,189
UHE	PROMISSÃO	0,572
UHE	QUEIMADO	0,432
UHE	ROSAL	0,341

UHE	ROSANA	0,826
UHE	S.L.GONZAGA (ITAPARICA)	1,775
UHE	SALTO CAXIAS	1,94
UHE	SALTO GRANDE (CEMIG)	-0,018
UHE	SALTO GRANDE (L.N.GARCEZ)	0,651
UHE	SALTO OSÓRIO	1,427
UHE	SALTO SANTIAGO	1,905
UHE	SALTO SEGREDO	1,871
UHE	SANTA BRANCA	-0,153
UHE	SANTA CLARA	-0,479
UHE	SAO SIMÃO	0,981
UHE	SERRA DA MESA	0,959
UHE	SOBRADINHO	1,628
UHE	SOBRAGI	0,296
UHE	SÁ CARVALHO	0,045
UHE	TAQUARUÇU	1,161
UHE	TRES IRMÃOS	1,087
UHE	TRÊS MARIAS	0,394
UHE	TUCURUÍ	1,505
UHE	VOLTA GRANDE	0,739
UHE	XINGÓ	1,875
UTE	ALEGRETE	3,21
UTE	ANGRA I	0,86
UTE	ANGRA II	0,86
UTE	ARJONA (C. GRANDE)	1,123
UTE	CAMAÇARI	1,443
UTE	CAMPOS	0,346
UTE	CARIOBA	0,32
UTE	CGTE (DENISE CEMAT)	3,014
UTE	CORUMBÁ	1,318
UTE	CUIABÁ	3,014
UTE	ELETROBOLT	0,473
UTE	ELETROBRÁS	0,378
UTE	FAFEN (CAMAÇARI)	1,643
UTE	IBIRITÉ	-0,267
UTE	IGARAPÉ	-0,132
UTE	JAURU	3,014
UTE	JUIZ DE FORA	0,296
UTE	MACAÉ MERCHANT	0,646
UTE	N. CAPIXABA	0,415
UTE	NUTEPA	1,458
UTE	PIRATININGA	0,742
UTE	REFAP (CANOAS)	1,682
UTE	RHODIA PAULÍNIA	0,333
UTE	RHODIA SANTO ANDRÉ	-0,153
UTE	SANTA CRUZ	0,413
UTE	TERMOBAHIA	1,452
UTE	TERMORIO	0,423
UTE	TRÊS LAGOAS	1,107
UTE	URUGUAIANA	3,429

UTE	VALPARAISO	0,781
UTE-CV	CHARQUEADAS	1,643
UTE-CV	FIGUEIRA	0,932
UTE-CV	JORGE LACERDA A, B, IV	1,828
UTE-CV	PRES. MÉDICI A,B	2,344
UTE-CV	S. JERÔNIMO	1,643

ANEXO II - A LÓGICA DOS CENÁRIOS PROSPECTIVOS

II.1 Cenário da Geopolítica do Petróleo

II.1.1 Um Breve Relato da História e Geopolítica do Petróleo

Os Primórdios

Por mais paradoxal que possa parecer, o petróleo, ou melhor, o “óleo de pedra” surge como uma fonte de energia alternativa vantajosa - principalmente quanto aos custos - para a iluminação artificial no início da segunda metade do século XIX.

Seu precursor foi George Bissell que, em 1854, investiu fervorosamente sobre o chamado “Óleo de Sêneca” por apostar em seu potencial para ser usado como iluminante e substituir, com vantagens, os tradicionais óleos vegetais e “óleos de carvão”. Naquela época, o líquido brotava nos mananciais ou vazava nas minas de sal próximas ao córrego *Oil* na Pensilvânia (EUA). (YERGIN, 1994)

Contudo, a indústria de prospeção e a fase expansionista tiveram início num lugarejo chamado *Tutusville*, pelos esforços do “Coronel” Drake, em 1859, utilizando a tecnologia de perfuração de minas de sal. A partir desse momento, ocorre uma corrida desenfreada em busca de petróleo e dinheiro, pois o mercado estava receptivo e demandava pela “nova luz”. As práticas comerciais dos produtores, assim qualificados, eram perversas, pois não se restringiam apenas às batalhas de preços. Nesse contexto, o mercado de oferta - com muitos produtores - era muito volátil, ou melhor, caótico. Num curto espaço de meses as flutuações de preços chegaram ao ápice de

1.000 %. Histórias de enriquecimentos súbitos eram tão naturais quanto “quebradeiras” generalizadas (YERGIN, op. cit.)

Do outro lado da cadeia produtiva – o refino e a distribuição –, as práticas comerciais estavam sendo direcionadas para o oposto, ou seja, pela visão de John D. Rockefeller e Henry Flagler, a cooperação e a integração eram necessárias para minimizar os riscos do mundo incerto do capitalismo. Em 1870, era incorporada a Standard Oil Company, o marco da moderna indústria do petróleo. Nascera com um grande volume de refino e elevado poder de barganha sobre os meios de transporte, em especial as ferrovias. Nove anos após sua criação, detinha 90 % da capacidade de refino dos EUA – além de praticamente todo o transporte por oleodutos - obtido tanto pela expansão física, quanto pela associação e incorporação de diversos refinadores independentes, essas últimas, ou por interesse mútuo ou por pressão de práticas abusivas de mercado impetradas pela *Standard Oil*, o chamado “*Dumping*”. Objetivo praticamente alcançado, na década seguinte, seria consolidada a decisão de verticalização da indústria do petróleo com a entrada da *Standard* no ramo de prospecção e, numa segunda etapa, no processo de globalização. Nota-se a consistência da teoria dos ciclos de acumulação sistêmica definida por Arrigh (1996) e descrita no Capítulo IV.

Contudo, ao final do século XIX, o reinado da “nova luz” pelo querosene havia acabado. Uma nova indústria, ou melhor, uma nova era havia sido instaurada por Thomas Alva Edison. A “nova luz” agora vinha da eletricidade que não produzia fuligem e praticamente não imputava riscos de incêndios. Nesse ambiente, o gás encanado foi direcionado para o aquecimento e cocção, enquanto o querosene – mola da indústria petrolífera – mantinha-se em uso apenas em áreas rurais e de reduzida densidade populacional. Prestes a se tornar marginal, surge um novo mercado, o da “carruagem

de ferro”, também conhecido como automóvel. Dessa vez, o até então rejeito de refino chamado de gasolina passa a ser a mola propulsora da indústria petrolífera, bem como o óleo combustível nas caldeiras, fábricas e trens. (YERGIN, op. cit.)

As Bases da Sociedade do Hidrocarboneto

Ao início do século XX, o petróleo consolida o novo modo de produção, intimamente imbricado nas estratégias nacionais de poder e políticas globais. Os campos de batalha da Primeira Grande Guerra Mundial estabeleceram a sua relevância como elemento do poder nacional. Nesse momento de cólera da civilização moderna, a máquina de combustão interna superou o cavalo e a locomotiva a carvão, enquanto o carvão das fornalhas dos navios de guerra foi substituído por óleo combustível trazendo-lhes mais autonomia e potência.

Durante a Segunda Grande Guerra, o petróleo tornou-se de suma importância para os combates, definindo os rumos e as conseqüências dessa nova tormenta, tanto no Extremo Oriente quanto na Europa e África. Os japoneses atacaram *Perl Harbor* para proteger seu flanco enquanto se apropriavam de fontes de petróleo das Índias Orientais. Um dos objetivos estratégicos mais importantes de Hitler ao invadir a União Soviética era a tomada dos campos petrolíferos do Cáucaso. O *Afrika Korps* de Rommel não conseguiu avançar, pelas falhas da logística de abastecimento e indisponibilidade de combustível. (YERGEN, op. cit.)

Ao final da Segunda Guerra, surge o rápido e intenso crescimento econômico, pelo menos nos países industrializados, e o aumento das receitas. Com efeito, ao final da década de 60, a população de todas as nações industrializadas estava gozando de um padrão de vida muito elevado e notadamente opulento. A acumulação de renda nesses países pressionou ainda mais a sociedade de consumo, posses de

equipamentos elétricos de uso doméstico, novos produtos não energéticos derivados do petróleo e, principalmente, automóveis que traziam consigo, além de conforto e *status*, a sensação intrínseca de liberdade do novo mundo livre. Tais fatos criaram um ciclo, para muitos, virtuoso, enquanto para outros, um ciclo vicioso. Conforme maior disponibilidade de petróleo com preços baixos, maior seriam as “facilidades” da vida moderna. Em contrapartida, com a forte expansão delas, maiores quantidades de petróleo eram necessárias. O “rei” carvão foi realmente subjugado pelo petróleo. Usos tradicionais na indústria, combustível de locomoção e geração elétrica foram convertidos ao petróleo e ao gás natural e toda expansão tecnológica optou por ambos. Ou seja, para a maioria, a era do “homem hidrocarboneto” estava em sua franca plenitude; para alguns outros, a sociedade estava “viciada em petróleo”, um energético não renovável e poluente e, como acontece com todo vício, viriam com o tempo suas conseqüências.

Nessa demanda exacerbada por petróleo, o “centro de gravidade” da produção mundial de petróleo estava se deslocando da área do Golfo Caribenho para o Oriente Médio, mais especificamente, para o Golfo Pérsico. A primazia americana sobre a produção do petróleo estava sendo naturalmente contestada e a dramática reorientação que a indústria do petróleo enfrentaria iria provocar impactos na condução da política mundial. (YERGIN, op. cit.)

As Primeiras Crises

Durante a plenitude da Era do “Homem hidrocarboneto”, a prospecção de petróleo no Golfo Pérsico era operacionalizada por concessões. Os precursores do início do século XX foram os ingleses, dada sua natural dominação imperial naquela área desde o século anterior. Diferentemente dos EUA, não dispunham de fontes

próprias de petróleo. Todavia o primeiro poço só viria a jorrar 5 anos após o início dos trabalhos realizados pela Anglo-Persian (futura British Petroleum) em 1908. No interstício entre as duas Grandes Guerras Mundiais, companhias americanas obtiveram concessões no Kuait (juntamente com os ingleses) e na Arábia Saudita. Mas o deslocamento do centro de gravidade da produção ocorreria a partir do final da II Guerra Mundial.

A primeira crise do petróleo foi ocasionada pelo sentimento anti-imperialista, de forte nacionalismo e de oportunismo político. Num momento bastante conturbado da política iraniana, assume o ministério Mohammed Mossadegh, que cancela, em 1951, a concessão e nacionaliza os ativos da *Anglo-Iranian Oil Company* no Irã. Porém o petróleo deixou de sair do Irã, graças ao eficiente embargo britânico e à estratégia jurídica impetrada pela *Anglo-Iranian* contra qualquer refinador e/ou distribuidor que operasse com petróleo iraniano. O Irã conseguiu o controle da produção, mas não o dos mercados. Com efeito, as finanças do Irã entraram em um processo de insolvência e a política iraniana sobre o petróleo teve que ser redirecionada. Inicialmente postulava-se um acordo operacional sem a participação inglesa, mas as negociações não demonstraram-se frutíferas. O primeiro Ministro Mossadegh buscou aproximação com a antiga União Soviética, fato que originou forte reação nos EUA e na Inglaterra resultando num plano para depô-lo. Inicialmente o plano falhou e o xá fugiu para Bagdá. Entretanto a população toma as ruas e Mossadegh é derrubado. Com o retorno do xá, agora fortalecido, iniciava-se um esforço político para criar um novo consórcio de companhias ocidentais para operar no Irã. (YERGIN, op. cit.)

Apesar da situação do Irã ter retornado ao estágio de tranquilidade, o movimento nacionalista da região tendia ao crescimento. Em 1954, o coronel Gamal Abdel Nasser depôs o general Mohammed Naguib que, por sua vez, derrubou o rei

Farouk do Egito, em 1952. Nasser almejava uma nação árabe unida e, naturalmente, ser o líder. Assim, em 1956, inicia-se a segunda crise do petróleo com a tomada do Canal de Suez pelas tropas egípcias de Nasser. Inglaterra e França impetraram um ultimato e anunciaram a intenção de ocupar a Zona do Canal. O Egito agiu rápido e interrompeu o fluxo no canal de Suez, além de contar com apoio da Síria para obstruir os oleodutos que passavam por seu território. Para surpresa dos ingleses e franceses, os EUA não aumentaram sua produção de petróleo - apesar de não ter havido sequer acordos informais para compensar as perdas européias. Os EUA estavam no dilema de não colocarem os diversos países árabes contra o ocidente e facilitar as posições soviéticas no Golfo Pérsico. Na iminência do colapso energético na Europa, tiveram fim as hostilidades e Nasser saiu fortalecido no mundo árabe. (YERGIN, op. cit.)

Durante a década de 50, os contratos de concessões foram alterados beneficiando os países exportadores em detrimento das companhias produtoras. Além disso, como consequência da estratégia de *marketing* agressiva da URSS para expandir seus mercados, havia excedente de petróleo no mercado mundial que pressionava o preço para baixo. Na prática, como os preços de contratos das concessões continuavam fixos, as companhias de petróleo é que arcavam com a diferença, reduzindo ainda mais suas margens após a renegociação dos contratos de concessão. Sob tal conjuntura e aliada à cultura⁷⁹ da nova geração de administradores das companhias de petróleo, iniciou-se – através da posição da *Standard Oil New Jersey* (futura Exxon) – um processo de rupturas unilaterais nos valores de contrato. Segundo a “Terceira Lei de Newton”, aplicada às relações humanas, imediatamente houve forte reação dos países produtores. O momento foi propício para que a Arábia Saudita e a Venezuela obtivessem eco entre as outras nações para fundarem a

Organização dos Países Produtores de Petróleo OPEP. Por ironia do destino, havia o conceito inspirado na Comissão de Ferrovias do Texas, que definira, nos anos 20, a delimitação de quotas de produção de petróleo, para equilibrar e manter o preço. Imediatamente, as companhias de petróleo perceberam o erro de romper unilateralmente as condições de contrato. Ponderaram e implementaram recuos criativos e desculpas aos países produtores. Contudo a OPEP, a partir de sua criação, passou por um período inócuo, durante a década de 60, quanto aos objetivos de coordenar a produção de petróleo, mas retornaria vigorosa a partir de 1973.

O período seguinte foi caracterizado pelo aumento do sentimento nacionalista e anti-semita nos povos árabes. Esse sentimento, conjugado com a autoconfiança obtida pela tomada do Canal de Suez e os objetivos de uma nação árabe unida direcionaram Nasser a articular o ataque a Israel – que participara das agressões ao Egito quando do episódio Suez – juntamente com a Jordânia, que dispusera suas tropas ao comando de Nasser e com o Iraque, que aderira ao pacto militar. Todavia Israel, percebendo toda a movimentação a sua volta, pôde preparar-se contra o ataque, que ficou conhecido mundialmente como a Guerra dos Seis Dias. Na verdade, dada a destreza militar de Israel, em apenas três dias, as forças árabes haviam sucumbido perdendo o Sinai, Jerusalém inteira, a Cisjordânia e as Colinas de Golã.

Naquela época, os árabes já haviam discutido sobre o uso de petróleo como “arma”. Durante aqueles dias de combate, os ministros árabes do petróleo exigiram um embargo contra todos os países simpatizantes de Israel. Assim, Arábia Saudita, Kuait, Líbia e Argélia, em seguida, suspenderam os carregamentos de petróleo para os EUA, Inglaterra e parcialmente para a Alemanha Ocidental. Porém os EUA mantinham uma

⁷⁹ Enfoque apenas comercial, sem perceber as especificidades das negociações com nações do Golfo Pérsico.

grande capacidade de reserva de petróleo estocada, que poderia ser rapidamente trazida à produção⁸⁰. Além disso, pôde-se contar com o aumento da produção do Irã⁸¹ e da Venezuela, que totalizaram um montante de petróleo extra no mercado, equivalente ao total do embargo árabe. Resolvidos os procedimentos de transporte e logística, aproximadamente, um mês após o início do embargo, este se mostrou inócuo como “arma”. (YERGIN, op. cit.)

Ao final, os grandes perdedores – depois do Egito – foram os demais países árabes que optaram pelo embargo, pois abriram mão de receitas financeiras, sem nenhum benefício ou efeito aparente.

Primeiro Choque

Após a morte de Nasser em 1970, o Egito estava em condições econômicas lastimáveis. Sobe ao poder Anwar Sadat, que tinha como meta recuperar o Egito e, diferentemente de seu predecessor, não almejava uma nação árabe unida do Atlântico ao Golfo Pérsico.

Um dos pontos-chave para um plano de recuperação do Egito passava pela redução dos custos operacionais e, dentre os principais, estavam os 20 % do PIB aplicados em despesas militares. Considerando a posição confortável obtida após a Guerra dos Seis Dias, Israel não demonstrava interesse em articular qualquer acordo.

Nesse contexto, Sadat traçou uma estratégia baseada nas opiniões de Clauswitz⁸², isto é, que a guerra era a continuação da política por outros meios. A

⁸⁰ Desde a década de 20 - institucionalizados pela Comissão de Ferrovias do Texas - existiam acordos de quotas de produção para manter um preço de equilíbrio. Ou seja, a capacidade de produção era superior à produção efetivada pelas quotas.

⁸¹ Cabe salientar que o Irã não faz parte, dada sua etnia, do mundo árabe.

⁸² General prussiano Carl von Clausewitz que, no início do século XIX, escreveu o “Tratado sobre a Guerra e os Princípios de Guerra”. Segundo Chiavenato (2000), foi o inspirador dos

articulação começou com a Síria e, posteriormente, com a Arábia Saudita, que teria sua participação com a “arma” petróleo. Apesar do rei Faissal da Arábia Saudita ter ojeriza a Israel e o sionismo, tanto quanto qualquer outro líder árabe, relutava em “desembainhar” o petróleo, hajam vista os ineficazes resultados do último embargo ocorrido em 1957. (YEGIN, op. cit.)

Apesar dessa relutância da Arábia Saudita, vários pontos eram favoráveis à realização do objetivo de Sadat. A data foi bem escolhida. O feriado de Yom Kippur de 06/10/73 – é um dia de meditação e oração prejudicando uma rápida e tão necessária reação de Israel. Além disso, a autoconfiança obtida pela vitória na Guerra dos Seis Dias deixou encobertar fatos relevantes que poderiam indicar a intervenção militar do Egito e Síria. De forma irônica, Israel sofreu do mesmo erro que alucinou Nasser pela tomada do Canal de Suez e o fez subestimar a capacidade de resposta de Israel durante a Guerra dos Seis Dias.

Israel, em poucos dias, poderia estar aniquilada pelos ataques violentos dos egípcios e sírios bem equipados com armas soviéticas. Os EUA encontravam-se numa situação delicada, pois qualquer apoio direto a Israel poderia incitar os países árabes a invocar a “arma” petróleo. Contudo não poderia correr o risco de ter um país aliado subjugado por armas soviéticas. Assim, os EUA estruturaram e implementaram formas alternativas e indiretas de abastecer Israel, como autorização de pousos de aviões israelenses sem o prefixo “El Al” e, até mesmo, a tentativa do fretamento de aviões comerciais americanos. Com a real iminência de que Israel tombaria, os EUA sob pressão, disponibilizaram suas aeronaves militares ao abastecimento bélico de Israel. O objetivo era que ocorresse durante a noite, mas por atrasos operacionais no

teóricos da Administração que se basearam na organização e na estratégia militar para adaptá-las à organização e às estratégias empresariais.

percurso, os aviões pousaram durante o dia, deixando tão claro o apoio americano a Israel. (YERGIN, op. cit.)

Imediatamente, o preço do petróleo foi elevado unilateralmente pelos países produtores – fato que, aliás, muda radicalmente as posições entre as empresas produtoras e os países exportadores – e iniciou-se o temido embargo, numa cota crescente de 5% ao mês, exceto aos países “aliados”.

Sob riscos de um embate global entre EUA (Israel) e URSS (Egito e Síria), o maior desde a crise cubana, foi declarado o cessar-fogo. Depois de um quarto de século, Egito e Israel voltaram às negociações diplomáticas. O objetivo de Sadat havia sido alcançado.

A geopolítica do petróleo já não era mais a mesma, tanto no nível de produção quanto nos preços, que passaram a ser ditados pelos países produtores. Apesar do cessar-fogo, o embargo aos países “não aliados” continuou. O desequilíbrio entre demanda e oferta fez com que o preço no mercado à vista disparasse, chegando, em alguns leilões, à cifra de US\$ 23.00 o barril. Todavia a Arábia Saudita desejava manter o “caráter político” do embargo, e não, um pretexto para obter mais dinheiro nas bases especulativas. Logo, em dezembro, a OPEP elegeu o preço de US\$ 11.65 pelo barril, conforme pressão da comitiva iraniana que advogava que a formação de preço do petróleo já não mais deveria ser baseada nas condições de mercado, ou seja, entre oferta e procura, mas pelo custo de oportunidade entre fontes alternativas de energia. O valor foi remendado - nos estudos patrocinados pelo Irã – a fim de não viabilizar, no curto prazo, a substituição do petróleo por líquidos e gases provenientes do carvão e pelo xisto betuminoso. A partir dessa etapa, o xá torna-se um “paladino fervoroso” pelo

uso racional dos recursos escassos e um “moralista” da moderna civilização, declarando:

Terão que se convencer de que acabou a era de espantoso progresso com lucros e riqueza ainda mais fantásticos graças ao petróleo barato. Será necessário descobrir novas fontes de energia. Terão que eventualmente apertar os cintos. Os filhos de famílias mais abastadas, que têm abundância de alimentos a cada refeição, carros à mão, agindo quase como terroristas atirando bombas aqui e ali, deverão repensar sobre todos esses aspectos do mundo industrializado desenvolvido. E terão que trabalhar duro. Seus jovens com gordas mesadas terão que pensar que, de alguma forma, têm de ganhar sua própria vida. (Schneider *apud* YERGIN, 1994, 655).

O Segundo Choque

O período até 1978 pode ser considerando como a época de ouro da OPEP. Conforme as conjecturas apresentadas nos estudos de formação de preço do Irã, tanto os derivados de carvão, quanto os do xisto betuminoso não obtiveram, com o decorrer do tempo, escalas para incomodar a hegemonia do petróleo. Porém, nesse ambiente, começa a operar o poder “divino” da mão invisível do mercado. Com a política de preços da OPEP, as relações entre oferta e demanda sofrem previsíveis mutações ou ajustes, a saber:

- Diversificação geográfica de novas fontes de petróleo economicamente viáveis, como a prospecção no Mar do Norte, no Alaska e o retorno do México ao cenário mundial de exportação de petróleo.
- Outras fontes alternativas ou não de energia, como a viabilização da expansão da rede de gasodutos, programas de eletrotermia⁸³, revitalização do carvão mineral e programas de biomassa⁸⁴.

⁸³ Dentre os diversos programas, o Nuclear francês é que obteve os resultados mais significativos. No Brasil, os programas de eletrotermia foram viabilizados pela expansão hidroelétrica.

⁸⁴ Cabe salientar que o Pró-álcool foi o mais significativo programa de fontes alternativas baseadas em biomassa. (VASCONCELLOS & VIDAL, 1998)

- A elasticidade de longo prazo preço-demanda, inicialmente motivada pela implementação de políticas e programas de conservação de energia.

Assim, pairava uma certa tranquilidade no mercado quanto à política de preço do petróleo, haja vista o início da maturação dos ajustes e o fato de que o preço do petróleo, implicitamente, já havia recuado pela corrosão inflacionária do período.

Todavia no decorrer do ano 1978, o Irã entra num processo de convulsão social-religiosa. Existia uma dicotomia entre a superpotência iraniana almejada pelo xá e as bases religiosas e sociais de grande parte da população iraniana. O embate entre o xá e os fundamentalistas da seita islâmica dominante Xía trouxe morte e caos ao país. Ao final de quase um ano, o líder religioso exilado Aiatolá Khomeini toma o poder, baseado no fanatismo religioso, vendo nos EUA o grande Satã.

Nesse contexto, as exportações iranianas estavam fora do mercado, ocasionando um natural desequilíbrio entre oferta e procura, mas o salto de treze para trinta e quatro dólares o barril foi correlacionado com uma “onda de pânico” incitada por outros fatos, a saber (YERGIN, 1994):

- As incertezas quanto ao tempo e ao montante de recuperação da produção iraniana, bem como o desencadeamento do uso da cláusula “força maior”, iniciado pela BP para o não cumprimento dos contratos de fornecimento com terceiros, inflaram a demanda no mercado à vista de curto prazo pressionando seu preço.
- Posição da OPEP referendando que os países-membros poderiam acrescentar aos preços oficiais sobretaxas e bônus conforme a conjuntura e as necessidades do mercado.
- Aumento dos interesses meramente especulativos.

- Por coincidência maléfica, logo após as reunião da OPEP, ocorre o acidente na usina termonuclear de *Three Mile Island* ocasionado por falha de dois componentes – uma bomba e uma válvula - dos sistemas auxiliares da usina. Naturalmente, tal fato pôs dúvidas nos projetos de expansão da base nuclear e, conseqüentemente, ao objetivo de menor dependência energética do petróleo.
- Após o primeiro choque do petróleo em 73, foram elaboradas várias projeções de preços futuros e possibilidade de escassez do petróleo que seriam mais relevantes a partir de meados dos anos oitenta. Ou seja, existiam perspectivas, mesmo que incipientes, de uma nova crise energética num futuro não muito distante.
- Persistiam, nas sociedades industrializadas, os traumas deixados pela escassez de 73, de tal forma que tentava-se obter o máximo de petróleo possível, realimentando a pressão sobre os preços.

Ao final de 1979, quando já havia sido instaurada a chamada “crise dos reféns americanos” em Teerã⁸⁵, iniciou-se, em Caracas, a 55ª reunião da OPEP. O enfoque inicial foi ditado pela Arábia Saudita que advogava a sustentabilidade do mercado para o petróleo. Sua comitiva argumentava que os preços elevados iriam viabilizar mais fontes alternativas e, conseqüentemente, a perda significativa de mercado em médio prazo. Além disso, especulavam que, devido ao recente nervosismo do mercado internacional ao adquirir quantidade de petróleo sem haver consumo correspondente, iria, no curto prazo, gerar um excesso de estoque que, ao ser disponibilizado no mercado, forçaria uma queda abrupta dos preços. Entretanto outras posições, principalmente das fontes radicais como a da Líbia e do alucinado Irã, foram

⁸⁵ Em 4 de novembro de 1979, a embaixada americana em Teerã foi tomada por estudantes iranianos proclamando “morte à América” mantendo cerca de 63 americanos sob cativeiro.

veementemente contrárias às conjecturas sauditas. Acreditavam que a relação preço-demanda do petróleo era praticamente inelástica e que o poder divino não permitiria excesso de oferta que pudesse fazer declinar os preços. (YERGIN, 1994)

Considerando posições étnicas, religiosas, políticas e até mesmo pessoais, o Iraque ataca, em setembro de 1980, o Irã, principalmente suas bases petrolíferas. O objetivo de seu líder – Saddam Hussein – era ocupar o vácuo deixado pelo xá e, aproveitando-se do isolamento do Egito após o acordo com Israel, emergir como novo líder do mundo árabe, além de aumentar sua área territorial e suas reservas de petróleo. Dada a fragilidade do Irã, conturbado pela queda do xá e pelo início do processo de consolidação da República Islâmica proferida pelo aiatolá Khomeini, a comunidade internacional acreditava, da mesma forma que o Iraque, num batalha de algumas semanas. Contudo as estratégias de combate iraquianas não contavam com o exacerbado fanatismo islâmico dos xiitas, que tinham como glória maior matar ou morrer por Deus. A resposta iraniana foi rápida e violenta trazendo baixas consideráveis às bases petrolíferas do Iraque. A guerra se estendeu por quase uma década com um “saldo” de milhares de mortes.

Com efeito, houve uma súbita retirada de aproximadamente 15% do petróleo do mercado mundial, ocasionando o aumento do nervosismo, expresso na forma de leilões a US\$ 42.00 por barril. (YERGIN, op. cit.)

O contra-choque

Todavia as capacidades físicas dos estoques já estavam no limiar, a demanda estava retraída pelas ações de conservação de energia e da recessão econômica mundial e, por fim, a oferta das novas fontes de energia começava a obter escalas significativas. Logo, iniciou-se um processo de saturação da oferta e da natural queda

dos preços. As “profecias” sauditas tornaram-se realidade e inicia-se um período também conhecido como “contra-choque” do petróleo.

Nesse novo ambiente, a OPEP opta por uma postura mais cartelizada, objetivando manter o preço controlado do volume de produção através de quotas de produção para cada país membro, exceto a Arábia Saudita que teria a missão de ajuste oferta-demanda. Durante os primeiros anos da década de oitenta, com os preços em queda, pôde-se verificar (YERGIN, op. cit.) que:

- o mercado à vista supera o volume dos contratos de longo prazo;
- a estrutura verticalizada das companhias de petróleo perde sentido, dado o enfoque competitivo;
- objetivando minimizar a volatilidade do mercado à vista, introduz-se o petróleo no “mercado de futuros”, onde, no presente, compra-se apenas o direito de aquisição futura do produto num dado preço;
- o conceito de “*commodity*” para o petróleo começa a se difundir;
- inicia-se um processo de insolvências e moratórias dos que obtiveram recursos externos para expandir a capacidade de produção.

Isso posto, mais uma vez a indústria do petróleo se mostrou fiel às tendências cíclicas. A Arábia Saudita, verificando a elevada queda das vendas para manter o preço, enquanto outros países-membros aumentavam suas participações no mercado - além de suas respectivas quotas oferecendo preços abaixo dos oficiais - utiliza a mesma estratégia adotada há quase um século pela *Standard Oil*. Aplica uma política de preços extremamente baixos, além do conceito de remuneração garantida aos

refinadores, para minar o excesso de oferta dos outros agentes e a recuperação saudita no mercado mundial. O contra-choque do petróleo chega ao irônico auge, ou seja, descontando a inflação, o valor seria equivalente ao preço do barril antes do primeiro choque em 1973. Ao final de 1986, os países membros da OPEP finalmente optaram pelo final da batalha de preços, convergindo para a referência de dezoito dólares o barril.

II.1.2 A recente história do petróleo “traduzida” sob a luz das tendências cíclicas

Neste item, narra-se a história do petróleo sob a interpretação da teoria microeconômica. Sendo esta uma ciência humana, a “tradução” sofre a interferência da visão do autor quanto aos acontecimentos passados, bem como suas correlações e fatos geradores.

A história da indústria do petróleo pode ser dividida em três partes estruturalmente distintas, a saber: dos primórdios até a consolidação da *Standard Oil*; do fracionamento da *Standard Oil* até estruturação da OPEP; e a era pós OPEP.

Apesar das diferenças temporais, geográficas e políticas, existe uma tendência comum entre elas. A concentração monopolística e a cartelização. Na primeira fase, pôde ser observada a dominação do mercado pela *Standard Oil*, de tal forma que motivou seu processo de ruptura articulado pelo Estado americano. No segundo momento, considerando-se a fragmentação dessa empresa e um mercado globalizado de petróleo com outros agentes, verifica-se a cooperação entre as empresas - inclusive as que não foram originárias do fracionamento da *Standard Oil* - objetivando mitigar riscos de prospeção em novas áreas, em especial no Golfo Pérsico⁸⁶. Cabe salientar que, segundo Yergin (1994), nesse período, as empresas americanas sempre

estiveram sob questionamento do Departamento de Justiça (órgão *anti-truste*). Existiam práticas consideradas cartelizadoras, conforme as deliberações da Comissão de Ferrovia do Texas, estabelecendo quotas de produção, a fim de “equilibrar” o mercado de oferta e demanda. Na verdade, tratava-se de garantir a estabilidade de preço no patamar desejável pelo ofertante, e não o patamar “tolerável”. Por fim, na terceira fase, experimenta-se a mais explícita forma dessas práticas, através das políticas da OPEP. O primeiro processo de práticas monopolísticas verifica-se pela determinação do preço oficial dos países-membros, enquanto o segundo sob características cartelizadas, através de quotas de produção para manter o preço desejado.

Refletindo sobre essas fases e verificando a tendência natural de “cooperação” na indústria do petróleo, torna-se difícil acreditar na livre competição no futuro, se essa opção sempre foi possível no passado, mas não ocorreu.

A possível concorrência não se dará entre as indústrias do petróleo, mas entre indústrias dos diversos energéticos, isto é, entre energéticos, fato que pode ser observado:

- na remodelagem do conceito de formação do preço do petróleo que definiu o primeiro choque em 73;
- após o contra-choque do petróleo em 1986 quando, em última análise, inspirado em CLAUSWITZ, a guerra de preço foi a continuação da política da OPEP por outros meios; e

⁸⁶ Fato pelo qual foram rotuladas como as “Sete Irmãs”.

- recentemente, quando a OPEP era considerada um agente inócuo, dadas as características de *Commodity* ventiladas pelo mercado, e os preços do petróleo foram recuperados de forma espantosa graças à ação das quotas de produção. Nota-se que, preliminarmente, os novos valores não permitem a clara viabilização de novos empreendimentos de fontes alternativas e diversificadas.

Outro ponto importante e que merece destaque foi o conceito de “arma”, sentido correlacionado ao poder de monopólio que os países árabes detinham sobre o produto base da Era do Homem hidrocarboneto. Noutras palavras, o poder de monopólio era verificado pela concentração de mercado dos países árabes, pelo fato de não haver substituto imediato economicamente equivalente ao petróleo, bem como pela baixa elasticidade preço-demanda.

O fato do primeiro choque do petróleo não ter ocorrido durante a Guerra dos Seis Dias, quando também houve embargo dos países árabes, está relacionado ao poder de concentração. Naquela época, foi possível compensar os cortes com o aumento de produção noutros países que tinham capacidade ociosa como Irã, Venezuela e EUA. Todavia, seis anos após, o excedente havia sido consumido e, quando do advento do segundo embargo, este se fez relevante no mercado. Ou seja, naquela época, os países árabes detinham concentração de um produto de baixa elasticidade, pelo menos no curto prazo, portanto elevado poder de monopólio.

O segundo choque pôde ser verificado, em parte, pela redução de oferta, causando um certo desequilíbrio, mas, em grande parte, pela componente irracional dos traumas passados durante o primeiro choque, bem como das oportunidades especulativas.

Nesse meio tempo, ocorre um ajuste de demanda - o petróleo não pode ser considerado completamente inelástico no médio e longo prazo - e a diversificação das fontes de energia conforme o novo custo de oportunidade. Com efeito, dilui-se a concentração da OPEP. Esse fato gera um “choque irracional” nos países produtores. No passado recente, haviam-se acostumado com o poder de ditarem os preços, expandirem a produção e, conseqüentemente, observarem suas respectivas receitas acenderem continuamente. Entretanto ocorre o excesso de oferta e, conforme a lei da oferta e procura, o preço do petróleo sucumbe. Como diriam os Antigos de Minas Gerais, “Casa em que falta pão, todo mundo briga, mas ninguém tem razão”. Os países produtores buscaram destemperadamente obter a manutenção de suas receitas de forma individual, objetivando ampliar o mercado pelo menor preço, mas garantindo a receita com o aumento de escala.

Naquele momento, um grande produtor percebe as conseqüências de uma concorrência dita “agressiva” pelos compradores, mas “predatória” pelos produtores. Ironicamente utiliza a mesma estratégia utilizada por Sadat para ajustar as posições com Israel. Nesse caso, foi aplicado um choque com preços extremamente baixos para estancar a insana política de vendas dos países produtores mais radicais e que desejavam manter suas receitas para manutenção das despesas militares. A conseqüência de tal ato foi posteriormente intitulada como “contra-choque do petróleo”. Cabe salientar que essa foi a mesma estratégia utilizada pela *Standard Oil* para “incentivar” outros produtores mais relutantes em participar da cooperação da indústria do petróleo.

Mediante esses fatos e hipóteses, verifica-se a cristalização das “tendências cíclicas”. Logo, para o futuro próximo, pode-se conjecturar que, considerando a fase de enfraquecimento político por que passam os países que advogam políticas de preços

de curto prazo (Líbia, Irã e Iraque), os preços do petróleo tendem a ser administrados pelo cartel da Opep - pelo menos no horizonte de tempo considerado no escopo desse trabalho - conforme os princípios do preço limite de viabilidade econômica de fontes substitutas ao petróleo, propostos à época do xá Reza Pahlavi e que, atualmente, são capitaneados pela Arábia Saudita.

II.2 *Cenário de Restrições Ambientais*

O escopo dessa análise é contextualizar a questão do aquecimento global, mas principalmente estruturar a internalização dos possíveis instrumentos para a redução das emissões de dióxido de carbono como custos ambientais e adicioná-los aos custos operacionais de uma planta termoeletrica. O enfoque maior é dar subsídios quantitativos aos cenários prospectivos sobre os impactos econômicos da mudança da matriz energética brasileira, haja vista a expansão termoeletrica em detrimento da hidroeletrica.

II.2.1 A Ciência

São denominados gases-estufa aqueles que provocam a retenção da radiação infravermelha na atmosfera, conseqüentemente, aquecendo a superfície da Terra, bem como a camada inferior da atmosfera. Dentre os principais gases-estufa encontrados na natureza destacam-se, por importância no efeito, além do vapor d'água (H₂O), o dióxido de carbono (CO₂), o ozônio (O₃), o metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O).

O fenômeno ocorre, inicialmente, pela incidência da energia da radiação solar sobre a Terra. Parte dessa energia é refletida novamente ao espaço – aproximadamente um terço – pela ação das nuvens, partículas em suspensão na atmosfera e aerossóis (emissões de enxofre). Contudo, a maior parte penetra rapidamente na atmosfera e aquece a superfície terrestre. Os corpos, então aquecidos, emitem radiação infravermelha como forma de “devolução” da energia recebida. Parte dessa radiação que está sendo devolvida é retida na atmosfera por absorção dos gases-estufa, que atuam como uma cobertura, conservando o calor. Nessas condições, o sistema climático terrestre está em equilíbrio e, conseqüentemente, dando condições de existência e manutenção da vida no planeta. O fenômeno descrito é ilustrado na figura II.1.

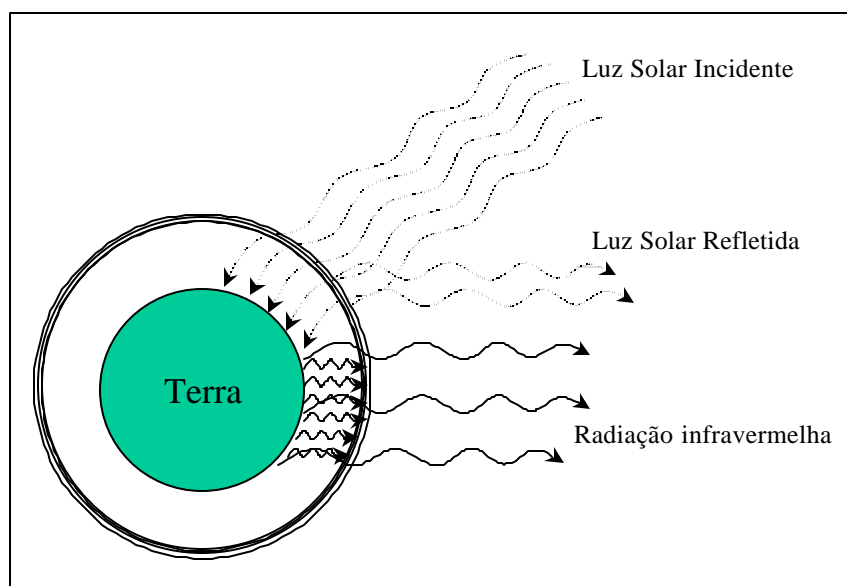


Figura II.1 – Ilustração do fenômeno do efeito estufa

Graças ao efeito estufa existe condição de vida no planeta. Contudo à medida que a concentração desses gases aumenta na atmosfera, por ação antropogênica, a taxa de retenção de calor também aumenta e, conseqüentemente, perdem-se as

condições de equilíbrio do sistema climático terrestre⁸⁷. Dentre os principais gases-estufa causadores do desequilíbrio do sistema climático terrestre, doravante chamado de aquecimento global, o dióxido de carbono se destaca pela quantidade emitida, tornando-se o de maior efeito quantitativo sobre a capacidade de retenção energética.

As principais fontes de origem antropogênica dos gases-estufa, bem como as estimativas das contribuições sobre o aquecimento global estão consolidadas na tabela II.1:

Tabela II.1 – Principais fontes e respectivas contribuições dos gases-estufa

Gás-estufa	Fontes Principais	Taxa de Contribuição
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Queima de combustíveis fósseis e desflorestamento	50 %
Clorofluorcarbono (CFC) e gases relacionados	Insumo e usos industriais: processo de refrigeração, solventes, isolantes, espumas, etc.	20 %
Metano (CH ₄)	Fermentação entérica, queima de combustíveis fósseis e biomassa, e outros	16 %
Ozônio troposférico (O ₃)	Combustíveis fósseis e efeito Corona da transmissão de energia elétrica	8 %
Óxido Nitroso (N ₂ O)	Queima de combustíveis fósseis e de biomassa, uso de fertilizantes	6 %

Fonte: Elaboração própria, mediante dados de LEGGET, 1990 e CORSON, 1994

As previsões de mudança climática são fundamentadas por modelos matemáticos, denominados Modelos de Circulação Global, que consideram as

⁸⁷ Define-se que qualquer fator que altere esse equilíbrio e, dessa forma, mude o clima, como um agente de coerção radiativo.

características passadas da atmosfera terrestre, os cenários prospectivos das emissões dos gases-estufa, bem como buscam internalizar os muitos aspectos da natureza que se inter-relacionam.

As condições passadas são mensuradas pelos estudos de núcleos de gelo e sedimentos. No gelo, medições de isótopos de oxigênio e de hidrogênio permitem calcular a temperatura do ar à época em que o gelo se formou. O principal produto dessa análise foi verificar que o teor de dióxido de carbono no ar em diferentes épocas, encapsulados em diferentes camadas de gelo, acompanhou a temperatura da atmosfera com elevada correlação estatística (LEGGET, 1990).

Mediante a identificação da correlação entre a concentração de CO₂ e a variação da temperatura na superfície terrestre, pode-se conjecturar, preliminarmente, os impactos sobre a temperatura, a partir de cenários de emissões de gases de efeito estufa por ação antrópica. O aprimoramento dessas conjecturas vem da eficaz internalização das variáveis não-lineares de interação entre atmosfera e biosfera, bem como da retroalimentação de seus respectivos efeitos⁸⁸.

As retroalimentações entre os processos biogeoquímicos - produção, consumo e circulação de produtos bioquímicos no meio ambiente - e físicos no Sistema Terra não são inteiramente quantificadas. Com efeito, as incertezas são elevadas quanto às previsões sobre a reação do clima do mundo ao efeito estufa. Todavia, embora muitos desses processos de retroalimentação sejam pouco conhecidos, existe um certo consenso de que - mesmo que alguns com influências positivas e outros negativas - provavelmente venham, no geral, a atuar no sentido de amplificar as concentrações de gases-estufa em um mundo mais aquecido.

Mesmo sobre essas incertezas, as projeções apresentadas pela bibliografia consultada demonstram ,que se nenhuma ação for tomada para reduzir as emissões de carbono, o crescimento contínuo da população e o consumo de energia poderão resultar em um aquecimento global de 1,6 a 4,7 °C, entre as temperaturas da época pré-industrial e do ano de 2030. Apenas a título de comparação, a temperatura média da última época glacial – finda há aproximadamente doze mil anos atrás – era da ordem de 5 °C mais baixa que a média atual. (LEGGET, 1990)

Resumo de Possíveis Impactos Ambientais

Se há um consenso de que a temperatura média da Terra subirá conforme a maior concentração de gases estufa, principalmente o dióxido de carbono na atmosfera, há uma certa discordância a respeito da quantificação do aquecimento, bem como das variações sazonais e regionais.

Existe a possibilidade de que a concentração de gases estufa na atmosfera pode aumentar a formação de nuvens em algumas regiões, as quais poderão bloquear maior quantidade de irradiação solar do que de irradiação infravermelha da Terra, causando um resfriamento em certas regiões. Nessas condições, a Terra estará saindo de um período de climas substancialmente estáveis e entrando em um período de climas em rápida e contínua mutação (CORSON, 1994).

Os impactos dessas variações climáticas poderão se percebidos em todo o meio ambiente, afetando direta e indiretamente o escopo biótico, físico e social-econômico. Segue-se uma sucinta descrição dos impactos ambientais mais prováveis:

⁸⁸ Por exemplo, se uma mudança climática provocar aumento ou diminuição de gases-estufa, o clima irá mudar ainda mais.

- Efeitos sobre a distribuição pluviométrica: Regiões de alta latitude poderão receber mais chuvas e neve durante o inverno; o aumento das temperaturas na superfície do oceano pode aumentar a frequência e o rigor de furacões e tempestades tropicais; o interior de grandes massas continentais poderá receber menos chuvas e, conseqüentemente, apresentar menor produtividade agrícola.
- Efeitos sobre as zonas oceânicas e costeiras: Em virtude do aumento da temperatura, prevê-se o derretimento de geleiras e a expansão térmica da água do mar, o que implicará na subida dos níveis dos oceanos e, conseqüentemente, em inundações extensivas de regiões costeiras destruindo bens materiais e provocando a migração de grande massa populacional.
- Efeitos sobre biota: Sabe-se que os organismos vivos se adaptam às mudanças de clima, migrando ou evoluindo. Quanto mais complexo o organismo, mais longo será o processo de adaptação. Se o aquecimento prosseguir tão rápido com se especula, florestas inteiras poderão estar ameaçadas. À medida que a perturbação prossegue, as grandes espécies são substituídas por outras de menor volume, determinando rápida reprodução e ampla distribuição, dentre elas, savanas, matas secundárias e ervas daninhas. Em última análise, não se trata de mera redução do potencial da Terra, e sim de uma redução sistemática dos organismos da Terra.
- Efeitos sobre a agricultura: Da mesma forma que as florestas, as plantações também são sensíveis ao clima. Variações não muito grandes na temperatura, bem como no índice pluviométrico podem trazer “quebras” nas safras agrícolas, implicando no aumento do preço dos alimentos e, indiretamente, na redução da segurança alimentar. Índices mais elevados de dióxido de carbono aceleram, de forma geral, o processo da fotossíntese, contudo o mesmo não ocorre de forma

igual entre as diversas espécies. Plantas daninhas podem prosperar em uma atmosfera rica em carbono, invadindo áreas de cultivo de alimentos e de outras plantas. Além disso, o aquecimento global favorecerá insetos que apresentam um curto tempo de vida e que podem adaptar-se e evoluir rapidamente. Naturalmente, espera-se aumento das perdas agrícolas e influxo de doenças, principalmente, tropicais.

- Efeitos sobre os recursos hídricos continentais: As previsões de escoamento na superfície estão sujeitas às mesmas incertezas que abrangem outros aspectos dos efeitos de um contínuo aquecimento da Terra. Logo, abastecimento de cidades, hidroelétricas, agricultura irrigada, transporte pluvial, entre outros usos das águas continentais, também sofrerão implicações dos efeitos do aquecimento global.
- Efeitos sobre os assentamentos humanos: Com a previsão de inundação de áreas costeiras e empobrecimento biótico em várias regiões, espera-se um enorme fluxo migratório de refugiados “ambientais” que naturalmente pressionarão os problemas existentes nas áreas que os receberem.
- Efeitos sobre a saúde humana: Os efeitos potenciais da mudança do clima sobre a saúde humana não podem ser considerados, também, isoladamente. Apesar da elevada especulação para quantificar os impactos de mortalidade e morbidade, há consenso de que os efeitos diretos sobre a saúde humana – impactos determinantes de doenças cardiovasculares, respiratórias e do sistema imunológico - são inferiores aos secundários, principalmente, pela proliferação de doenças contagiosas e desnutrição, hajam vista as implicações anteriormente apresentadas dos possíveis impactos da variação climática sobre a agricultura e recursos hídricos. Além do aumento dos vetores de contaminação, a variação climática pode

favorecer o aparecimento de novos seres vivos simples, mas patogênicos ao ser humano.

II.2.2 Política de Mitigação

Formação

Em 1987, a Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, apesar das dificuldades de quantificação, mas com a percepção dos efeitos que o aquecimento global possa ocasionar, clamou à comunidade internacional que se reduzisse a emissão de gases estufa. A primeira ação, nesse sentido, foi a estruturação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, em Genebra, ao final de 1988. Sua primeira missão foi desenvolver e estruturar propostas específicas a fim de reduzir emissões de carbono. O resultado desse trabalho foi a base para a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima.

De forma sucinta, característica deste trabalho, os instrumentos principais que objetivam a redução das emissões são:

- Incentivos para motivar o uso eficiente da energia, tanto na redução do consumo perdulário - mudanças de hábitos -, quanto na otimização de processos – avanços tecnológicos.
- Mudança da matriz energética mundial objetivando maior expansão de fontes renováveis (solar, eólica, etc.).
- Incentivo para conservação dos sumidouros naturais (florestas) de dióxido de carbono e estímulo para ampliação, através de reflorestamento de áreas degradadas.

A Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

Em junho de 1992, durante a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento - conhecida como “Cúpula da Terra”, realizada no Rio de Janeiro, foi negociada e assinada por 175 países mais a União Européia a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, doravante denominada Convenção.

Reconhecendo a mudança do clima como “uma preocupação comum da humanidade”, os governos que a assinaram tornaram-se Partes da Convenção, propondo-se a elaborar uma estratégia global “para proteger o sistema climático para as gerações presentes e futuras”. Tinham plena consciência de que as ações de mitigação que hoje são necessárias e beneficiam as sociedades futuras, em certo grau, penalizam as sociedades atuais.

Deve-se ressaltar que o problema de mudanças climáticas está mais presente nas sociedades dos países desenvolvidos, que já atingiram um estágio de desenvolvimento que permite que questões globais tenham alta prioridade em sua agenda política.

O objetivo da Convenção foi criar instrumentos e mecanismos, promover a gestão sustentável e demais condições que possibilitem alcançar a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera em um nível que não interfira perigosamente no sistema climático.

A Convenção estabelece como princípio a necessidade do compartilhamento do ônus na luta contra a mudança do clima.

Todavia é observado que

(...) a maior parcela das emissões globais, históricas e atuais de gases de efeito estufa é originária dos países desenvolvidos, que as emissões *per capita* dos países em desenvolvimento ainda são relativamente baixas e que a parcela de emissões globais originárias dos países em desenvolvimento crescerá para que eles possam satisfazer suas necessidades sociais e de desenvolvimento (MCT, 2000)

Logo levou-se plenamente em conta o fato de que o desenvolvimento econômico e social e a erradicação da pobreza são as prioridades primordiais e absolutas dos países em desenvolvimento, como o Brasil. Nesse contexto, eles não terão compromissos de redução ou limitação de suas emissões antrópicas de efeito estufa.

Aos países desenvolvidos relacionados no Anexo I do Protocolo de Quioto, coube assumir um certo número de compromissos exclusivos em função de responsabilidades históricas. O destaque, como mencionado anteriormente, está na adoção de políticas e medidas que visam à mitigação da mudança do clima pela limitação de emissões antrópicas de gases de efeito estufa ou pela proteção e expansão de sumidouros e reservatórios. Coube a esses países a iniciativa para modificação da tendência de longo prazo das emissões antrópicas, reconhecimento que, num primeiro momento, os níveis de emissões deveriam retornar aos patamares de 1990 e posteriormente deveriam definir um plano estrutural de longo prazo para a contínua redução desses níveis.

A fim de tomar as decisões necessárias para promover a efetiva implementação da Convenção, bem como manter o debate e o aprimoramento dos mecanismos para tal, foi institucionalizada a Conferência da Partes – COP. Segue-se, uma breve descrição dos atos dessas conferências (MCT, 2000):

- A primeira Conferência (COP-1), realizou-se entre março e abril de 1995, em Berlim – Alemanha. Examinou-se a adequação das obrigações estabelecidas na Convenção; propôs-se a constituição de Protocolo e decisões sobre acompanhamento; e firmou-se o chamado Mandato de Berlim, através do qual seriam estipulados limites de emissão dos gases causadores de efeito estufa, principalmente o dióxido de carbono, bem como a definição do calendário a ser cumprido. O primeiro mecanismo de compensação das emissões foi constituído - *Activities Implemented Jointly* (AJI) – sob o escopo de execução conjunta. Contudo já se previa a necessidade de um segundo conceito de cooperação internacional entre as Partes da Convenção mais efetivo e abrangente.
- Na 2ª Conferência (COP-2), realizada em julho de 1996, em Genebra, Suíça, foi assinada a Declaração de Genebra, contemplando acordo para criação de obrigações legais com vistas à redução de emissões de CO₂, mas que só viria a ser celebrado no encontro seguinte. Durante a Conferência, foi apresentado o Segundo Relatório de Avaliação do IPCC, mais abrangente que o anterior. O relatório de avaliação do IPCC, periodicamente atualizado, é o mais autorizado documento sobre a ciência da mudança do clima, contendo, inclusive, as possíveis consequências e as opções de resposta disponíveis.
- A 3ª Conferência (COP-3) realizada em dezembro de 1997, em Quioto – Japão. Contou com a presença de representantes de mais de 160 países, com vistas ao cumprimento do Mandato de Berlim adotado em 1995. Assim, foi Celebrado o comprometimento de 39 países desenvolvidos. O Protocolo de Quioto incluiu metas e prazos relativos à redução ou limitação das emissões futuras de dióxido de carbono e outros gases responsáveis pelo aquecimento global. Estabeleceram-se ainda medidas necessárias ao cumprimento das metas, atribuindo ênfase às

obrigações por parte das nações industrializadas, as quais requereram garantia de participação significativa dos países em desenvolvimento. Conforme preconizado na Primeira Conferência, foram instituídos três mecanismos de flexibilização a serem utilizados para cumprimento dos compromissos da Convenção: implementação conjunta (JI – *Joint Implementation*), comércio de emissões (*Emissions Trade*) e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (CDM – *Clean Development Mechanism*)⁸⁹. Durante essa Conferência, foi negociado que, para o horizonte compreendido entre os anos 2008 e 2012, as emissões sejam reduzidas em 5,2%, na média, com relação aos níveis de 1990, para dióxido de carbono, metano e óxido nitroso, e aos níveis de 1995 para hexafluoreto de enxofre – SF₆ e famílias de hidrofluorcarbonos – HFCs e perfluorcarbonos – PFCs.

- 4ª Conferência (COP-4) - Realizada em novembro de 1998, em Buenos Aires – Argentina. O principal resultado da reunião foi a criação de um plano de trabalho denominado Plano de Ação de Buenos Aires, cuja data limite foi 2001, data da 5ª Conferência (COP-5), para que fossem colocados em prática as principais regras e questões técnicas e políticas, bem como os impasses respectivos à implantação do Protocolo de Quioto. Espera-se que esse programa possibilite a operacionalização do MDL. Pode-se perceber posições extremamente antagônicas. De um lado, a União Européia concorda que deve começar a ser feita uma transferência de tecnologia dos países desenvolvidos para as nações em desenvolvimento. De outro, os países exportadores de petróleo não desejam avanço algum. A Argentina sinalizou vontade de estabelecer um compromisso voluntário de metas de redução imediata dos países em desenvolvimento a ser levado para a COP-5, por considerar salutar que países em desenvolvimento possam dar, desde logo,

⁸⁹ Será melhor detalhado, dada a importância, no item 5.3.2.

alguma contribuição. Naturalmente, o grau de entropia da Conferência se elevou, pois a proposta foi bem recebida por vários países, entre eles os EUA, em função de seu interesse em obter comprometimentos voluntários de países não integrantes do Anexo I da Convenção – sem compromissos para a redução das emissões. Todavia a proposta gerou conflito com a maioria dos participantes. Se, por um lado, rompia-se uma das premissas da Convenção, embora com necessidade de um grande esforço para reduzir desde já as emissões, por outro não se levava em consideração a diferença existente entre países já industrializados e países que lutam para superar o atraso econômico. Durante a Conferência, os EUA assinaram o Protocolo de Quioto, o que representou um passo simbólico importante, pois a adesão norte-americana depende da ratificação do protocolo pelo Senado dos Estados Unidos. A assinatura do documento pelos EUA que, juntamente com a Rússia, ainda não o haviam assinado, pode ser o “divisor de águas” entre o sucesso e o fracasso do Protocolo de Quioto, haja vista responderem juntos, em 1990, por 53,6% das emissões referenciadas no protocolo.

II.2.3 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (*Clean Development Mechanism, CDM*) é a consolidação da proposta de criação do Fundo de Desenvolvimento Limpo⁹⁰ que seria formado por meio de contribuições dos países desenvolvidos que não cumprissem suas metas de redução. Tal fundo seria utilizado para desenvolver projetos em países em desenvolvimento.

⁹⁰ Proposta brasileira apresentada em maio de 1997 ao Secretariado da Convenção em Bonn, sendo transformada e homologada no Protocolo de Quioto como o MDL.

Em última análise, o conceito de “Fundo” foi transformado em um conceito de “Mercado de Certificados de Emissões”. Ou seja, um país que tenha compromisso de redução das emissões dos gases estufa poderá adquirir certificados de redução de emissões desses gases nos projetos gerados em países em desenvolvimento, como forma de cumprir parte de seus compromissos. Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima (MCT,2000).

Acredita-se que o LDM seja mais eficaz que as “Atividades Implementadas Conjuntamente” e a Implementação Conjunta (Jointy-Implementation), ambas previstas como instrumentos operacionais para reduzir as emissões sob o escopo do Protocolo de Quito (MCT, 2000). Inicialmente, rompe-se o conceito paternalista – até mesmo pejorativo - entre os “países doadores” (listados no Anexo I do Protocolo de Quioto com compromissos de redução das emissões) e “países anfitriões” (países que compõem a Convenção, mas não têm conta de redução, isto é, países não-Anexo I). No conceito do MDL existe, em última análise, um mercado composto, naturalmente, de ofertantes e compradores, onde a moeda de troca é a Redução Certificada de Emissões – RCE. Cabe, ainda salientar que, nessas condições, tornam-se mais viáveis as participações de entidades privadas.

Outra diferença marcante entre os instrumentos é o fato de que o MDL dá mais autonomia aos países em desenvolvimento para implementarem projetos e ações mais aderentes às suas respectivas necessidades e políticas de desenvolvimento. No conceito de Implementação Conjunta, o proponente é um dos países componentes do Anexo I e, conseqüentemente, os projetos de execução não são, necessariamente, prioridade para o país “anfitrião”. Além disso, intrinsecamente, as atividades iniciais

tendem a concentrar-se em reduções menos caras, deixando para o país anfitrião as oportunidades mais caras a serem implementadas no futuro, quando os países em desenvolvimento provavelmente assumirão metas de redução ou limitação de emissões. (MCT, 2000)

Por fim, mas não menos importante, sob o contexto do MDL, não ocorrem questões como a criação de um “passivo ambiental”, porque, enquanto um país recebe o crédito, o outro adquire uma dívida; nem a “penalização” aos países em desenvolvimento, por atuarem imediatamente na redução das emissões, pois a definição de um ano base para redução das emissões durante um processo ascendente de desenvolvimento econômico, faz com que o mesmo sacrifique sobremaneira o processo (MCT, 2000).

Isso posto, verifica-se que tal mecanismo é uma contribuição significativa das Partes não-Anexo I para mudar, efetivamente, a tendência do aquecimento global, de forma consistente com a Convenção de Mudança do Clima. Isso de modo a permitir que os países continuem a se desenvolver, erradicando a pobreza, mas, ao mesmo tempo, contribuindo para o esforço global de mitigação do efeito estufa (MCT, 2000).

Atualmente, o MDL encontra-se em processo de regulamentação. Dentre os principais desafios para sua operacionalização, o mais nevrálgico é a correta determinação ou enquadramento de projetos passíveis de certificação.

De acordo com o ponto de vista do Brasil, cada Parte não-Anexo I deve designar uma autoridade nacional para regular a submissão de projetos para certificação, porque a seleção das subcategorias de projetos passíveis de serem submetidos à certificação deve estar consoante com as suas prioridades nacionais de desenvolvimento (MCT, 2000).

Naturalmente, prevê-se amplos e, até mesmo, calorosos debates quanto aos projetos passíveis de serem submetidos à certificação, envolvendo entidades estatais, organizações não governamentais, a iniciativa privada, ou seja, a sociedade como um todo, todavia tendo-se o Estado como o coordenador, a fim de concatenar os diversos interesses da sociedade com a ótica do desenvolvimento sustentável.

De acordo com a ótica do governo brasileiro (MCT, 2000), segue-se a lógica do ponto de vista da atmosfera, ou seja, enquadram-se como factíveis de certificação projetos que efetivamente podem contribuir para a mitigação da mudança do clima. Como por exemplo, fontes renováveis de energia; eficiência/conservação de energia; reflorestamento e estabelecimento de novas florestas; projetos de aterros sanitários e projetos agropecuários que impliquem em redução de emissões.

II.2.4 Internalização dos Custos Ambientais das UTE sob a Ótica do MDL

A internalização dos custos ambientais relativos às emissões de dióxido de carbono das centrais termoelétricas será baseada no conceito de custo de oportunidade. Quando se opta por gerar energia elétrica através de fontes primárias que, convertidas, ocasionam emissão de gases-estufa, logicamente, perde-se a oportunidade de gerar a mesma energia elétrica por fontes primárias não emissoras. Com efeito, perde-se, também, a oportunidade de se obter recursos financeiros oriundos do MDL, por evitar ou compensar a emissão de dióxido de carbono equivalente.

As fontes primárias factíveis de obterem recursos financeiros oriundos do MDL seriam, naturalmente, as renováveis. Todavia ainda encontra-se em fase de

estruturação o sistema de certificação, bem como a mensuração dos benefícios. Logo, os pressupostos apresentados neste item, são apenas referenciais e, provavelmente, serão aprimorados e/ou adaptados às normalizações que se esperam como resultado da 5ª Conferência das Partes.

Premissas

Como mencionado, o objetivo é centrar a questão dos riscos da tomada de decisão privada individual em setores de infra-estrutura que demandam o planejamento sistêmico, como a expansão da oferta de energia elétrica. A ferramenta é a internalização de variáveis ainda não percebidas pela ótica privada, que sejam relevantes numa ótica mais abrangente e de longo prazo. Assim, como o escopo se concentra na “disputa” entre a expansão térmica - baseada em ciclos combinados por uso de gás natural - e expansão hidroelétrica, as demais fontes alternativas renováveis não serão tratadas neste estudo.

A biomassa afogada nos reservatórios das grandes usinas hidroelétricas entra em processo de decomposição anaeróbia e, conseqüentemente, emite dióxido de carbono e metano (CH_4). Com efeito, a geração de energia elétrica por fonte hidráulica não está indiscriminadamente enquadrada como beneficiária do MDL. Contudo segundo Rosa, Schaeffer e Santos (1996), as quantidades relevantes das emissões desses gases estufa estariam relacionadas com a própria quantidade de biomassa em decomposição.

Logo, as pequenas e médias centrais hidroelétricas não estão sob esse efeito, e conseqüentemente, enquadradas como possíveis beneficiárias do MDL, haja vista operarem como usinas de fio d'água, ou seja, sem reservatório de acumulação e, logicamente, sem biomassa afogada. Especula-se que a maioria dos grandes

potenciais hidroelétricos remanescentes nas regiões brasileiras, exceto a Norte, também estariam fora dos efeitos mensuráveis de emissão de gases estufa oriundos da decomposição da biomassa, devido à inexistência de florestas nessas regiões⁹¹. Assim, a questão concentra-se apenas na região amazônica, embora, represente aproximadamente 50% do potencial hidroelétrico nacional remanescente.

Os resultados dos estudos, apesar da sensibilidade dos cálculos e premissas adotadas, indicaram que, na maioria dos casos, a contribuição do CH₄ e CO₂ emitidos pelas áreas a serem inundadas por usinas hidroelétricas na Amazônia, é muito inferior à do CO₂ de termoelétricas equivalentes⁹². (ROSA, SCHAEFFER & SANTOS, 1996).

Isso posto, a expansão hidroelétrica nacional será considerada como potencial beneficiária dos recursos financeiros do MDL. Logo, pelo conceito de custo de oportunidade, o preço de geração termoelétrica deverá cobrir o adicional de prejuízos ambientais relacionados à emissão de gases estufa, no caso CO₂.

Quantificação

Neste estudo, opta-se por duas hipóteses para a quantificação do custo de emissão de dióxido de carbono, a saber:

- **Taxa sobre o carbono:** incide sobre o consumo de combustíveis fósseis proporcionalmente à quantidade de carbono emitida. A simplicidade e a fácil administração são os principais atrativos para implementação desse método. Essas taxas incrementariam o preço de bens intensivos em emissões, estimulando medidas de conservação, investimentos em eficiência energética, substituição de combustíveis e produtos e, conseqüentemente, mudanças nas estruturas de

⁹¹ Apenas pastagens e pequenas “moitas” de matas, fora as áreas de preservação ambiental

produção e consumo da economia. Além disso, implica na reciclagem dos ingressos fiscais arrecadados, reforçando os efeitos prévios, mudando os padrões de investimento (BARANZINI *apud* HINOSTROZA, 1999).

- **Valor de mercado do carbono:** diferente não só pela maior complexidade que o primeiro, esse método tem mais sustentação pela lógica econômica. Ele explicita, conceitualmente, o sinal econômico mais apropriado para a própria sociedade tomar a decisão relativa aos custos de externalidades (PINDYCK e RUBINFELD, 1994). Além disso, reduz o caráter intervencionista, haja vista a possibilidade de se criar um sistema de permissões transferíveis para emissão de poluentes. Esse sistema dá às empresas um estímulo para negociar suas permissões. Aquelas que dispõem de menos meios para reduzir suas emissões tornam-se compradoras de autorizações.

Isso posto, a opção pela internalização dos custos de abatimento das emissões de dióxido de carbono será convencionada:

- a *taxa sobre o carbono* será baseada nos estudos Barker (Hinostroza, 1999), ou seja, no teto de US\$ 15.00 / tC; enquanto
- o *valor de mercado do carbono* pode ser valorado pelo custo marginal doméstico de abatimento baseado nos estudos do Departamento de Energia dos Estados Unidos da América (EIA, 1999). Nesse estudo, o preço do carbono representa o custo marginal doméstico para redução das emissões, refletindo o preço que os EUA poderão pagar para comprar permissões de emissão de outros países ou os custos para implementar projetos de captura de CO₂ nesses países. Naturalmente,

⁹² O referido estudo analisou e comparou três opções tecnológicas, a saber: carvão-convencional, óleo convencional e gás natural por ciclo combinado.

conforme o aumento da necessidade de redução das emissões, o custo marginal tende a aumentar. Logo, considerando que os EUA consigam atingir a meta de redução das emissões de dióxido de carbono compromissada no Protocolo de Quioto, o custo marginal, segundo o citado estudo, poderia alcançar a ordem de US\$ 300.00 / tC.

- Uma opção mais adequada⁹³ para a *valoração do carbono* no contexto internacional seria utilizar os resultados obtidos numa simulação – organizada pela Agência Internacional de Energia - efetuada em meados de 2000 para explorar o desenvolvimento de um regime internacional de comercialização de emissões de CO₂ intitulado Mercado Internacional de Emissões (BARON, 2000). Os participantes, representando 17 partes, incluíram os países membros da AIE, os países com economias na transição e alguns representantes do setor privado que jogaram o papel das companhias domésticas acopladas em negociar internacionalmente. Como pode-se observar, o objetivo era aprender sobre o desenvolvimento da negociação internacional nas circunstâncias ajustadas pelo protocolo de Quioto. A premissa para a redução de emissão deveria ser sustentada por estratégias que compunham a redução doméstica de emissões e a negociação de certificados de emissões permitidas que fizesse o sentido econômico. Contratos de proteção (hedge) e a especulação, características comuns dos mercados, foram observados na simulação do MIE. O preço,⁹⁴ relativamente estável, emergiu rapidamente para 30.00 M\$/tC após um estágio inicial da volatilidade. Esse preço, se comparado com os custos de abatimentos domésticos considerados, implicou em economias totais que atingiram 60%. Os resultados indicaram que, em média,

⁹³ Pois estaria desvinculado da ótica individual de um dado país, ou seja, representando as opções dos agentes que participariam do mercado.

⁹⁴ Mony: Uma moeda corrente virtual usada na simulação.

45%, das reduções foram obtidas no Mercado Internacional de Emissões (MIE) e o restante, por ações de redução própria ou doméstica. Porém, segundo as conclusões de Baron (2000), esse resultado foi considerado tímido, pois parte das opções de reduções domésticas implementadas tinham custos superiores ao MIE. Fato considerado interessante, pois em última análise, declinou-se da estratégia de mínimo custo. Além disso, dadas as diversas incertezas⁹⁵ que norteavam as decisões, os agentes optaram por estratégias mais conservadoras e que resultam num inchaço de 30% do preço negociado no MIE.

Cabe salientar que, independentemente do método, as características do custo da emissão evitada são estruturas sob o conceito de custo variável, ou seja, $\$/tC$, o respectivo custo incidirá sobre o fluxo de caixa das termoeletricas como um custo por unidade de energia gerada e que deverá ser coberto ou incluído no preço de venda dessa energia elétrica ofertada.

Mediante a posse dos dados apresentados, principalmente quanto à relevância da taxação ou valor do dióxido de carbono e a forma de quantificação do mesmo, este ensaio torna-se insumo de informações para a determinação do preço futuro da energia elétrica proveniente das centrais térmicas, bem como subsídio para as conjecturas sobre o futuro da matriz energética nacional. Em suma, considerando os resultados e as conclusões de Baron (2000) e convencionando uma relação subjetiva entre a moeda virtual “Mony” e o Dólar (US\$), opta-se por valorar o carbono ao preço de US\$ 15.00.

⁹⁵ Como, por exemplo, flutuações no crescimento econômico, no preço da energia e no próprio clima.

ANEXO III - RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA

III.1 Cenário **Base** considerando: **R\$ 1,00** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar.	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				MW	MW-médio	US\$/kW	%	anos	kR\$	Capital	Combust.	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	26.518	13,89	13,60	6,33	0,21	34,03
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	74.388	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	89.266	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	9.918	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	27.772	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	198.368	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	347.144	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	317.389	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	33.227	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28

UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	44.633	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54
UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	51.322	10,75	35,30	5,90	0,14	52,10
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	51.080	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	213.246	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	306.782	13,39	13,60	6,33	0,21	33,53
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	238.111	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25

UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	247.960	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	372.009	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	529.257	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	502.601	14,63	13,60	6,33	0,21	34,77
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	168.613	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	289.686	19,51	35,30	6,14	0,16	61,11
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	324.332	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	176.052	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	59.510	10,39	13,60	6,33	0,21	30,53
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10

UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				32.178.203	30,89	9,08	4,59	0,23	44,79

Legenda: O.A. - obra em andamento; PPT - programa prioritário de temoelétricas; C/A - concessão ou autorização concedida e I - planejamento indicativo.

III.2 Cenário **Base** considerando: **R\$ 1,80** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar.	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				MW	MW-médio	US\$/kW	%	anos	kR\$	Capital	Combust.	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	39.247	20,56	20,33	6,33	0,21	47,42
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	110.094	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	132.113	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	14.679	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	41.102	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	293.585	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	513.773	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	469.736	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	49.175	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	66.057	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54

UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	59.534	12,47	35,30	5,90	0,14	53,82
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	75.598	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	315.604	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	454.037	19,82	20,33	6,33	0,21	46,69
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	352.404	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	366.981	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	550.573	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	783.301	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25

UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	743.850	21,65	20,33	6,33	0,21	48,51
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	249.547	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	336.035	22,63	35,30	6,14	0,16	64,23
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	480.011	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	260.557	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	88.075	15,38	20,33	6,33	0,21	42,25
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65

UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				35.094.991	33,82	12,81	4,59	0,23	<u>51,46</u>

III.3 Cenário **Base** considerando: **R\$ 2,60** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				MW	MW-médio	US\$/kW	%	anos	kR\$	Capital	Combust.	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	51.975	27,22	27,06	6,33	0,21	60,82
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	145.801	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	174.961	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	19.440	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	54.432	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	388.802	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	680.403	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	622.082	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	65.124	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	87.480	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54

UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	67.745	14,19	35,30	5,90	0,14	55,54
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	100.116	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	417.962	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	601.292	26,25	27,06	6,33	0,21	59,84
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	466.697	20,37	27,06	6,33	0,21	53,97
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	486.002	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	729.138	20,37	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	1.037.344	20,37	27,06	6,33	0,21	53,96

UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	985.099	28,67	27,06	6,33	0,21	62,26
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	330.481	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	382.385	25,75	35,30	6,14	0,16	67,36
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	635.690	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	345.061	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	116.640	20,36	27,06	6,33	0,21	53,96
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65

UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				38.011.780	36,75	16,54	4,59	0,23	<u>58,12</u>

III.4 Cenário **Petróleo** considerando: **R\$ 1,00 = US\$ 1.00**

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				MW	MW-médio	US\$/kW	%		kR\$	Capital	Combust.l	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	26.518	13,89	22,98	6,33	0,21	43,41
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	74.388	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	89.266	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	9.918	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	27.772	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	198.368	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	347.144	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	317.389	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	33.227	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	44.633	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54
UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	51.322	10,75	35,30	5,90	0,14	52,10

UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	51.080	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	213.246	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	306.782	13,39	22,98	6,33	0,21	42,91
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	238.111	10,39	22,98	6,33	0,21	39,92
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	247.960	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	372.009	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	529.257	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23

UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	502.601	14,63	22,98	6,33	0,21	44,15
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	168.613	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	289.686	19,51	35,30	6,14	0,16	61,11
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	324.332	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	176.052	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	59.510	10,39	22,98	6,33	0,21	39,91
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85

UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				32.178.203	30,89	14,28	4,59	0,23	<u>50,00</u>

III.5 Cenário **Petróleo** considerando: **R\$ 1,80** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				(MW)	(MW-médio)	(US\$/kW)	%	anos	(kR\$)	Capital	Combust.	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	39.247	20,56	37,22	6,33	0,21	64,31
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	110.094	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	132.113	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	14.679	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	41.102	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	293.585	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	513.773	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	469.736	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	49.175	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	66.057	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54
UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	59.534	12,47	35,30	5,90	0,14	53,82

UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	75.598	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	315.604	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	454.037	19,82	37,22	6,33	0,21	63,57
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	352.404	15,38	37,22	6,33	0,21	59,14
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	366.981	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	550.573	15,38	37,22	6,33	0,21	59,14
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	783.301	15,38	37,22	6,33	0,21	59,14
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23

UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	743.850	21,65	37,22	6,33	0,21	65,40
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	249.547	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	336.035	22,63	35,30	6,14	0,16	64,23
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	480.011	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	260.557	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	88.075	15,38	37,22	6,33	0,21	59,13
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85

UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				35.094.991	33,82	22,18	4,59	0,23	<u>60,82</u>

III.6 Cenário **Petróleo** considerando: **R\$ 2,60** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar	Obra	Invest.	Preço de Geração (R\$/MWh)				
				(MW)	(MW-médio)	(US\$/kW)	%	anos	(kR\$)	Capital	Combust.	O&M	Rede Básica	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	51.975	27,22	51,45	6,33	0,21	85,21
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	145.801	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	174.961	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	19.440	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	54.432	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	388.802	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	680.403	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	622.082	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	65.124	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	87.480	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	59,54
UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	67.745	14,19	35,30	5,90	0,14	55,54

UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	100.116	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	417.962	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	601.292	26,25	51,45	6,33	0,21	84,23
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	466.697	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	486.002	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	729.138	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	1.037.344	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23

UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	985.099	28,67	51,45	6,33	0,21	86,65
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	330.481	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	382.385	25,75	35,30	6,14	0,16	67,36
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	635.690	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	345.061	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	116.640	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	136,85

UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	49,64
UHE BELO MONTE	Out-09	I	UHE	0,0	0,0	0,0	0,00	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				38.011.780	36,75	30,08	4,59	0,23	<u>71,65</u>

III.7 Cenário **Ambiental** considerando: **R\$ 1,00** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência (MW)	Energia (MW- médio)	Instalado (US\$/kW)	Dolarizar %	Obra anos	Invest. (kR\$)	Capital	Preço de Geração (R\$/MWh)				
											Combust.	O&M	Rede Básica	CO ₂	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	0,00	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	26.518	13,89	22,98	6,33	0,21	1,79	45,20
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	0,00	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	74.388	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	89.266	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	9.918	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	0,00	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	27.772	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	0,00	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	198.368	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	43.641	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	347.144	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	0,00	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	317.389	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	33.227	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	0,00	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	44.633	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	0,00	59,54

UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	51.322	10,75	35,30	5,90	0,14	3,76	55,86
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	51.080	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	0,00	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	213.246	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	306.782	13,39	22,98	6,33	0,21	1,79	44,70
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	0,00	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	228.123	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	0,00	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	0,00	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	0,00	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	238.111	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,71
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	173.572	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	238.042	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	0,00	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	0,00	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	0,00	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	0,00	49,25
UTE TPERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	247.960	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	372.009	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,71

UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	529.257	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,71
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	0,00	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	0,00	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	502.601	14,63	22,98	6,33	0,21	1,79	45,94
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	0,00	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	168.613	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	289.686	19,51	35,30	6,14	0,16	3,76	64,87
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	324.332	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	176.052	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	0,00	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	0,00	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	0,00	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	0,00	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	59.510	10,39	22,98	6,33	0,21	1,79	41,70
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	0,00	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	0,00	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	0,00	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	0,00	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	0,00	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	0,00	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	0,00	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	0,00	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	0,00	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	0,00	64,64

UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	0,00	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	0,00	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	0,00	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	0,00	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	0,00	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	0,00	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	0,00	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	0,00	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	0,00	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	0,00	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	0,00	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	0,00	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	0,00	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	0,00	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	0,00	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	0,00	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	0,00	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	0,00	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				32.178.203	30,89	14,28	4,59	0,23	1,07	51,07

III.8 Cenário **Ambiental** considerando: **R\$ 1,80 = US\$ 1.00**

Usina	Data	CL	Tipo	Potência (MW)	Energia (MW- médio)	Instalado (US\$/kW)	Dolarizar %	Obra anos	Invest. (kR\$)	Capital	Preço de Geração (R\$/MWh)				
											Combust.	O&M	Rede Básica	CO ₂	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	0,00	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	39.247	20,56	37,22	6,33	0,21	3,23	67,54
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	0,00	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	110.094	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	132.113	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	14.679	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	0,00	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	41.102	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	0,00	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	293.585	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	64.589	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	513.773	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	0,00	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	469.736	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	49.175	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	0,00	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	66.057	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	0,00	59,54

UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	59.534	12,47	35,30	5,90	0,14	6,77	60,59
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	75.598	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	0,00	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	315.604	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	454.037	19,82	37,22	6,33	0,21	3,23	66,80
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	0,00	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	337.623	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	0,00	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	0,00	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	0,00	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	352.404	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	256.887	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	352.302	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	0,00	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	0,00	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	0,00	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	0,00	49,25
UTE TPERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	366.981	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	550.573	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36

UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	783.301	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	0,00	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	0,00	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	743.850	21,65	37,22	6,33	0,21	3,23	68,63
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	0,00	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	249.547	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	336.035	22,63	35,30	6,14	0,16	6,77	71,00
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	480.011	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	260.557	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	0,00	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	0,00	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	0,00	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	0,00	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	88.075	15,38	37,22	6,33	0,21	3,23	62,36
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	0,00	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	0,00	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	0,00	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	0,00	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	0,00	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	0,00	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	0,00	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	0,00	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	0,00	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	0,00	64,64

UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	0,00	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	0,00	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	0,00	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	0,00	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	0,00	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	0,00	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	0,00	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	0,00	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	0,00	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	0,00	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	0,00	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	0,00	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	0,00	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	0,00	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	0,00	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	0,00	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	0,00	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	0,00	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				35.094.991	33,82	22,18	4,59	0,23	1,92	62,75

III.9 Cenário **Ambiental** considerando: **R\$ 2,60** = US\$ 1.00

Usina	Data	CL	Tipo	Potência (MW)	Energia (MW- médio)	Instalado (US\$/kW)	Dolarizar %	Obra anos	Invest. (kR\$)	Capital	Preço de Geração (R\$/MWh)				
											Combust.	O&M	Rede Básica	CO ₂	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	OA	UHE	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	0,00	60,47
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	PPT	CC	40,0	36,0	534,7	0,60	2	51.975	27,22	51,45	6,33	0,21	4,66	89,87
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	OA	UHE	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	0,00	40,36
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	OA	CC	150,0	135,0	400,0	0,60	2	145.801	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	OA	CC	180,0	162,0	400,0	0,60	2	174.961	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	OA	CC	20,0	18,0	400,0	0,60	2	19.440	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE SANTA CLARA	Jul-01	C/A	UHE	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	0,00	100,17
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	PPT	CC	56,0	50,4	400,0	0,60	2	54.432	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	OA	UHE	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	0,00	75,57
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	PPT	CC	400,0	360,0	400,0	0,60	2	388.802	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	PPT	CC	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE REFAP (GN)	Out-01	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	PPT	CC	700,0	630,0	400,0	0,60	2	680.403	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE LAJEADO	Dez-01	OA	UHE	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	0,00	52,45
UHE POÇO FUNDO ampl.	Fev-02	C/A	PCH	12,0	7,5	1.589,5	0,00	2	23.648	56,23	0,00	3,86	0,00	0,00	60,09
UHE PONTE DE PEDRA II	Fev-02	OA	PCH	30,0	15,5	1.087,5	0,00	2	40.448	46,68	0,00	4,12	0,00	0,00	50,80
UHE FUMAÇA	Mar-02	I	PCH	10,0	5,0	1.487,6	0,00	2	18.443	65,78	0,00	4,16	0,00	0,00	69,94
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	PPT	CC	640,0	576,0	400,0	0,60	2	622.082	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	OA	CC	67,0	60,3	400,0	0,60	2	65.124	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE JAURU	Mai-02	C/A	UHE	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	0,00	38,86
PCH PANCADA GRANDE	Jun-02	I	PCH	2,8	0,7	1.420,3	0,00	2	4.930	125,60	0,00	5,68	0,00	0,00	131,28
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	PPT	CC	90,0	81,0	400,0	0,60	2	87.480	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE PASSO DO MEIO	Jul-02	C/A	PCH	30,0	17,4	1.158,7	0,00	2	43.096	44,14	0,00	3,95	0,00	0,00	48,10
UHE SALTO ampl.	Jul-02	C/A	PCH	8,0	4,8	1.509,7	0,00	2	14.974	55,63	0,00	3,91	0,00	0,00	59,54

UTE FIGUEIRA II (C)	Jul-02	PPT	CV	100,0	90,0	400,0	0,20	2,5	67.745	14,19	35,30	5,90	0,14	9,77	65,31
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	PPT	CC	103,0	92,7	400,0	0,60	2	100.116	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE CAZUZA FERREIRA	Ago-02	I	PCH	9,1	5,4	1.586,2	0,00	2	17.896	59,10	0,00	3,93	0,00	0,00	63,02
UHE MACHADINHO	Ago-02	OA	UHE	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	0,00	41,75
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	PPT	CC	430,0	387,0	400,0	0,60	2	417.962	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE PAI JOAQUIM	Set-02	C/A	PCH	23,0	11,5	1.805,9	0,00	2	51.496	79,85	0,00	4,16	0,00	0,00	84,02
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	PPT	CC	480,0	432,0	515,5	0,60	2	601.292	26,25	51,45	6,33	0,21	4,66	88,89
UHE CANA BRAVA	Out-02	OA	UHE	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	0,00	58,34
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	PPT	CC	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE SALTO NATAL	Nov-02	C/A	PCH	14,0	7,8	1.614,9	0,00	2	28.030	64,08	0,00	4,01	0,00	0,00	68,09
UHE SÃO JOÃO	Nov-02	C/A	PCH	25,0	10,3	2.132,7	0,00	2	66.104	115,00	0,00	4,50	0,00	0,00	119,50
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	OA	UHE	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	0,00	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	OA	UHE	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	0,00	27,17
UHE PARAÍSO	Dez-02	I	PCH	21,0	11,4	1.686,8	0,00	2	43.917	68,70	0,00	4,04	0,00	0,00	72,74
UHE PIRAJU	Dez-02	OA	UHE	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	0,00	117,27
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,1	0,60	2	466.697	20,37	51,45	6,33	0,21	4,66	83,02
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	PPT	CC	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	PPT	CC	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE ITAPEBI	Jan-03	OA	UHE	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	0,00	60,64
UHE SÍTIO GRANDE	Jan-03	I	PCH	19,0	13,0	2.116,3	0,00	2	49.852	68,28	0,00	3,76	0,00	0,00	72,03
UHE CALDEIRÃO	Jan-03	I	PCH	12,0	7,1	994,2	0,00	2	14.791	37,41	0,00	3,94	0,00	0,00	41,35
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	C/A	UHE	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	0,00	52,28
UHE BONFANTE	Fev-03	I	PCH	19,0	12,8	2.120,2	0,00	2	49.944	69,36	0,00	3,77	0,00	0,00	73,13
UHE MONTE SERRAT	Fev-03	I	PCH	25,0	17,5	1.788,1	0,00	2	55.422	56,41	0,00	3,73	0,00	0,00	60,14
UHE AIMORÉS	Mar-03	C/A	UHE	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	0,00	63,28
UHE BOM RETIRO	Mar-03	I	PCH	30,0	20,2	1.387,0	0,00	2	51.587	45,63	0,00	3,78	0,00	0,00	49,41
UHE QUEIMADO	Mar-03	C/A	UHE	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	0,00	49,25
UTE TPERNAMBUCO (GN)	Jul-03	PPT	CC	500,0	450,0	400,0	0,60	2	486.002	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	PPT	CC	750,0	675,0	400,1	0,60	2	729.138	20,37	51,45	6,33	0,21	4,66	83,02

UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	PPT	CC	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	1.037.344	20,37	51,45	6,33	0,21	4,66	83,02
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	C/A	UHE	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	0,00	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	C/A	UHE	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	0,00	83,99
UHE GLICERIO	Nov-03	C/A	PCH	10,0	5,0	1.576,0	0,00	2	19.539	69,69	0,00	4,16	0,00	0,00	73,85
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	PPT	CC	720,0	648,0	563,0	0,60	2	985.099	28,67	51,45	6,33	0,21	4,66	91,31
PCH REMÉDIOS	Dez-03	I	PCH	0,8	0,4	1.841,1	0,00	2	1.826	81,41	0,00	4,16	0,00	0,00	85,57
PCH SALTO BANDEIRANTES	Dez-03	I	PCH	4,4	2,5	1.405,9	0,00	2	7.670	54,71	0,00	3,98	0,00	0,00	58,69
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	C/A	UHE	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	0,00	48,03
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	PPT	CC	340,0	306,0	400,0	0,60	2	330.481	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE CANDIOTA III-1 (C)	Dez-03	PPT	CV	350,0	280,0	645,1	0,20	2,5	382.385	25,75	35,30	6,14	0,16	9,77	77,13
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	PPT	CC	654,0	588,6	400,0	0,60	2	635.690	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	PPT	CC	355,0	319,5	400,0	0,60	2	345.061	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE OURINHOS	Mai-04	C/A	UHE	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	0,00	83,36
UHE PICADA	Mai-04	I	UHE	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	0,00	71,70
PCH PIRAPÓ	Jun-04	I	PCH	10,0	6,0	1.325,6	0,00	2	16.435	48,84	0,00	3,91	0,00	0,00	52,76
UHE CANDONGA	Jun-04	C/A	UHE	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	0,00	63,71
PCH AGRÁRIA	Jul-04	I	PCH	10,0	5,0	1.958,9	0,00	2	24.287	86,62	0,00	4,16	0,00	0,00	90,78
PCH LAFAIETE COUTINHO	Dez-04	I	PCH	2,0	1,0	1.951,6	0,00	2	4.839	86,29	0,00	4,16	0,00	0,00	90,46
UHE DOIS SALTOS	Dez-04	I	PCH	25,0	12,8	798,3	0,00	2	24.744	34,47	0,00	4,13	0,00	0,00	38,60
UHE ITUMIRIM	Jan-05	C/A	UHE	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	0,00	96,16
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	PPT	CC	120,0	108,0	400,0	0,60	2	116.640	20,36	51,45	6,33	0,21	4,66	83,01
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	C/A	UHE	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	0,00	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	C/A	UHE	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	0,00	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	I	UHE	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	0,00	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	I	UHE	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	0,00	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	I	UHE	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	0,00	48,24
UHE ESPORA	Out-05	I	UHE	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	0,00	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	I	UHE	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	0,00	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	C/A	UHE	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	0,00	51,41
UHE SACOS	Dez-05	I	UHE	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	0,00	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	C/A	UHE	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	0,00	64,64

UHE MURTA	Jun-06	I	UHE	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	0,00	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	C/A	UHE	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	0,00	59,65
UHE ARAÇA	Mar-07	I	UHE	120,0	85,7	3.749,7	0,00	4	638.228	132,82	2,02	1,86	0,16	0,00	136,85
UHE BOCAINA	Jun-07	I	UHE	150,0	83,6	3.229,6	0,00	4	687.113	146,55	2,02	2,00	0,21	0,00	150,78
UHE CASTRO ALVES	Jun-07	I	UHE	120,0	69,4	1.066,6	0,00	4	181.545	46,66	2,02	1,98	0,20	0,00	50,86
UHE SERRA QUEBRADA	Set-07	I	UHE	1.328,0	752,8	1.224,0	0,00	4	2.305.558	54,61	2,02	1,99	0,21	0,00	58,83
UHE 14 DE JULHO	Set-07	I	UHE	98,0	51,0	1.160,3	0,00	4	161.280	56,45	2,02	2,05	0,23	0,00	60,74
UHE COUTO MAGALHÃES	Dez-07	I	UHE	220,0	110,5	1.630,6	0,00	4	508.806	82,10	2,02	2,08	0,23	0,00	86,43
UHE MONTE CLARO	Mar-08	I	UHE	130,0	65,6	959,1	0,00	4	176.844	48,05	2,02	2,07	0,23	0,00	52,38
UHE CAPIM BRANCO I	Abr-08	I	UHE	306,0	168,5	1.355,7	0,00	4	588.402	62,29	2,02	2,01	0,21	0,00	66,53
UHE ITAOCARA	Abr-08	I	UHE	195,0	111,6	915,8	0,00	4	253.306	40,48	2,02	1,99	0,21	0,00	44,69
UHE SÃO JERÔNIMO	Jun-08	I	UHE	284,0	147,8	1.274,5	0,00	4	513.402	61,94	2,02	2,05	0,23	0,00	66,24
UHE ESTREITO	Jul-08	I	UHE	1.200,0	624,5	1.698,3	0,00	4	2.890.618	82,54	2,02	2,05	0,23	0,00	86,84
UHE QUARTEL II	Set-08	I	UHE	90,0	54,6	998,3	0,00	4	127.437	41,62	2,02	1,95	0,19	0,00	45,78
UHE SERRA DO FACÃO	Set-08	I	UHE	210,0	108,2	1.587,2	0,00	4	472.769	77,91	2,02	2,06	0,23	0,00	82,22
UHE CAPIM BRANCO II	Dez-08	I	UHE	210,0	135,8	1.904,6	0,00	4	567.302	74,49	2,02	1,91	0,18	0,00	78,60
UHE LAJES	Dez-08	C/A	UHE	60,0	13,7	918,1	0,00	4	78.133	102,00	2,02	2,99	0,52	0,00	107,52
UHE TOMBOS	Dez-08	C/A	PCH	12,0	7,5	1.098,5	0,00	2	16.343	38,86	0,00	3,86	0,00	0,00	42,72
UHE PORTOBELLO	Jun-09	C/A	PCH	15,0	5,0	1.178,3	0,00	2	21.913	78,15	0,00	4,92	0,00	0,00	83,07
UHE SALTO PILÃO	Jun-09	I	UHE	220,0	124,7	1.017,6	0,00	4	317.547	45,42	2,02	1,99	0,21	0,00	49,64
RESULTADO GERAL				30.496	18.782				38.011.780	36,75	30,08	4,59	0,23	2,78	<u>74,43</u>

ANEXO IV - BASE DE DADOS CONTÁBEIS DAS CONCESSIONÁRIAS SELECIONADAS

CONCESSIONÁRIA	LIGHT		CERJ		Eletropaulo		CPFL		AES-SUL		COELCE		COELBA		ENERSUL		ESCELSA	
	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999	2000	1999
BASE DE REMUNERAÇÃO	2.652.796	2.627.814	851.493	618.387	4.568.367	4.529.775	1.372.326	1.584.132	622.249	639.399	442.277	363.441	1.100.882	1.000.634	529.293	229.081	676.891	606.220
Ativo Imobilizado em Serviço	4.744.259	4.533.271	1.464.548	1.152.954	7.046.941	6.776.593	2.851.796	2.991.991	1.039.783	1.001.871	1.007.230	866.461	2.252.531	2.003.692	948.048	873.877	1.181.898	1.067.067
Estoques	14.371	16.453	2.104	2.271	31.110	38.524	6.308	6.752	519	622	4.195	6.788	2.936	2.786	2.474	4.280	2.896	3.475
(-) Amortização/Depreciação Acumulada	1.917.144	1.742.655	476.936	411.654	2.131.546	1.920.391	1.185.000	1.135.118	373.646	326.393	353.479	309.130	873.005	785.818	341.162	570.531	420.046	379.742
(-) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	188.690	179.255	138.223	125.184	378.138	364.951	300.778	279.493	44.407	36.701	215.669	200.678	281.580	220.026	80.067	78.545	87.857	84.580
CUSTOS OPERACIONAIS	2.494.678	1.997.408	983.276	770.393	4.010.986	3.119.761	1.997.277	1.627.186	694.524	597.428	582.766	470.295	920.136	806.777	317.956	273.249	564.968	509.419
DEPRECIACÃO	203.815	179.650	66.566	48.643	232.431	188.372	159.939	167.802	88.665	85.137	56.799	52.940	114.434	91.523	42.698	39.506	51.768	47.593
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS (VPA*)	1.627.037	1.297.081	551.819	444.675	2.962.527	2.327.475	1.377.113	1.113.152	507.055	400.327	306.203	247.167	506.553	418.919	186.301	151.420	393.743	325.468
Encargos do Consumidor - Quota para RGR	58.415	57.494	10.361	8.416	64.293	61.866	29.175	36.178	4.698	16.363	9.807	9.579	23.723	22.905	10.029	7.905	14.931	15.059
Matéria-Prima para Produção de Energia Elétrica																		
Subvenções - CCC	192.876	85.306	55.195	23.818	227.530	134.497	134.140	69.483	41.178	22.796	19.950	8.971	33.380	15.702	19.152	9.359	47.343	21.528
Compensação Finan. Utiliz. de Recur. Hídricos CFURH			175	185														
Taxa de Fiscaliz. dos Serv. de Energia Elétrica TFSEE													2.916	2.228	248	254	1.236	995
Energia Elétrica Comprada para Revenda	1.375.746	1.154.281	486.088	412.256	2.300.729	1.834.817	1.213.798	1.007.491	411.123	313.288	276.446	228.617	372.070	341.183	124.201	105.233	281.354	259.229
Encargos de Uso da Rede Elétrica					369.975	296.295			50.056	47.880			74.239	36.525	30.894	26.135	48.879	28.657
CUSTOS GERENCIÁVEIS (VPB*)	663.826	520.677	364.891	277.075	816.028	603.914	460.225	346.232	98.804	111.964	219.764	170.188	299.149	296.335	88.957	82.323	119.457	136.358
Pessoal	252.191	243.217	91.952	86.142	438.848	394.689	251.104	205.572	31.546	61.041	88.695	75.510	122.230	113.039	44.954	45.716	65.513	64.736
Material	12.745	11.142	3.188	3.786	28.208	25.272	18.751	18.032	4.145	3.893	9.261	10.061	15.453	11.333	6.413	6.587	8.208	8.726
Serviço de Terceiros	176.083	157.846	82.250	75.238	181.195	85.453	85.690	69.555	48.509	40.094	70.178	48.098	87.558	81.725	23.523	19.410	26.702	25.621
Provisões	136.710	11.004	142.906	77.897							25.197	22.057	20.387	32.757	2.639	498	38	18.817
Outras	68.473	68.500	25.982	16.562	121.269	50.854	77.485	44.283	11.004	4.667	15.792	8.825	35.192	25.062	7.609	7.028	10.025	12.661
Perdas na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	17.624	28.968	18.613	17.450	46.508	47.646	27.195	8.790	3.600	2.269	10.641	5.637	18.329	32.419	3.819	3.084	8.971	5.797
IMPOSTOS E TRIBUTOS SOBRE A RECEITA	139.399	118.858	45.772	40.278	222.957	204.975	112.483	93.457	35.977	30.732	34.291	29.454	57.263	46.576	16.195	12.954	32.272	25.979
RECEITA VERIFICADA	3.125.968	2.560.983	1.138.267	903.917	4.919.175	3.863.627	2.578.239	2.129.075	827.245	690.562	754.037	618.509	1.261.770	1.053.289	373.608	305.852	688.360	567.038
Fornecimento	3.897.103	3.209.303	1.279.626	1.087.562	5.908.137	5.014.991	3.093.387	2.584.929	1.002.745	848.757	909.365	786.729	1.498.158	1.229.259	420.807	349.415	839.524	692.832
(-) Impostos e Contribuições Sobre a Receita - ICMS	872.308	726.224	247.916	215.821	1.175.596	1.258.334	572.212	483.349	203.047	180.303	205.457	181.846	305.846	246.994	75.675	62.668	196.876	162.496
Suprimento	62.977	22.349	44.805	12.661					11.536	1.972	34.863	4.952	41.561	14.864	13.382	8.150	28.577	25.198
Receita de Uso da Rede Elétrica													1.141	567				
Outras Receitas e Rendas	17.557	20.993	23.546	6.183	186.634	106.970	34.068	24.281	13.357	15.093	5.777	5.202	17.264	30.164	10.587	8.744	15.807	8.675
Ganhos na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	20.639	34.562	38.206	13.332			22.996	3.214	2.654	5.043	9.489	3.472	9.492	25.429	4.507	2.211	1.328	2.829

Fonte: Elaboração própria, mediante dados de LIGHT (2001), CERJ (2001), Eletropaulo (2001), CPFL (2001), AES-SUL (2001), COELCE (2001), COELBA(2001) ENERSUL(2001) e ESCELSA (2001)

OBS.:

- (1) Cabe salientar que a depreciação anual da CPFL para o ano de 2000 (kr\$ 434.521) nos aparentou inconsistente com o valor do ano de 1999, bem como muito distante da ordem de grandeza se comparada às demais concessionárias. Esse número, dadas as características de vida útil dos ativos de uma distribuidora de energia elétrica, é da ordem de 5% do valor dos ativos imobilizados em serviço. Nesse caso, no ano 2000, a despesa de depreciação representaria algo em torno de 15%. Assim, neste estudo, o respectivo valor foi substituído por kr\$ 159.939, estimado pela mesma relação Depreciação/Ativo Imobilizado do ano de 1999 da CPFL
- (2) A rubrica "Impostos e Tributos sobre a Receita" da CERJ foi estimada pelo percentual médio das demais concessionárias, pois a mesma não é especificada separadamente do recolhimento do ICMS. Naturalmente, o ICMS utilizado neste estudo é o publicado, menos a respectiva exclusão.
- (3) Como pode-se observar, LIGHT, CERJ, CPFL e COELCE não publicaram os valores de despesas associadas aos "Encargos de Uso da Rede Elétrica". Como essa despesa é obrigatória (Lei n. 9.648/98), considera-se que essas concessionárias mantiveram o tratamento anterior à respectiva Lei, ou seja, mantendo-a na rubrica de "Energia Elétrica Comprada Para Revenda". Assim, seus custos são excluídos pela média da relação dessas duas rubricas das demais concessionárias, ou seja, 13,3%.

ANEXO V - RESPOSTAS DA ANEEL RELATIVAS AS SOLICITAÇÕES PARA ACESSAR AS INFORMAÇÕES DA PRESTAÇÃO ANUAL DE CONTAS DO SETOR ELÉTRICO

I. PRIMERIA SOLICITAÇÃO (13/08/2001):

Assunto: Solicitação de Ouvidoria nº 010.020.04201-66 - MARCO ANTONIO
DE PAIVA DELGADO

Prezado(a) Senhor(a) Maria Marcia Barillo Ribeiro Sampaio,

Solicitamos de V.Sa. elaborar resposta diretamente ao interessado, dando retorno a esta SMA da resposta dada por esta Superintendência ao solicitante.

Número da Solicitação: 010.020.04201-66

Situação: Encaminhada SFF

Responsavel:

e-mail do Responsavel:

Concessionário: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

Número da Unidade Consumidora:

Classificação Principal: 01.01.05 - Tarifas

Solicitante:

Nome: Marco Antonio de Paiva Delgado

Logradouro: Rua do Russel, 496/807

Complemento:

Bairro: Glória

Cidade: Rio de Janeiro

CEP: 22210010
UF: RJ
e-mail: marcodelegado@ig.com.br
Tel. Residencial: 2125587957
Tel. Comercial: 2122112640
Tel. Celular:
Fax:

Contatos:

Contato efetuado em 13/08/2001 por Marco Antonio de Paiva Delgado
Forma de Encerramento: Solic. Registrada

Mensagem:

Ilustríssimo Senhor Superintendente,

Na qualidade de aluno de pós-graduação da COPPE/UFRJ gostaria de solicitar, em versão eletrônica, os relatórios da Prestação Anual de Contas - 1999 E 2000 - das concessionárias selecionadas, em anexo. Estes relatórios servirão de fonte de dados para desenvolver uma Análise comparativa de desempenho entre as mesmas, objetivo da minha investigação acadêmica.

Atenciosamente,

Marco Antonio de Paiva Delgado

Concessionárias Selecionadas:

LIGHT
ELETROPAULO
CPFL
COELBA
CEMAT
RGE
CERJ
AES-SUL

Atenciosamente

SISTEMA DE OUVIDORIA/SMA/ANEEL

II. RESPOSTA À PRIMEIRA SOLICITAÇÃO (20/08/2001):

Em 20 Aug 2001, Ouvidoria.SFF escreveu:

Sr. Marco Antonio,

Reportando-nos a sua solicitação de 13/8/2001, informamos que esta Agência não pode disponibilizar informações dessa natureza sobre as Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica.

Na oportunidade, informamos que as demonstrações financeiras das empresas são divulgadas em jornais de grande circulação.

Atenciosamente,

Ouvidoria da SFF

III. NOVA SOLICITAÇÃO COM NOVAS JUSTIFICATIVAS (21/08/2001):

----- Mensagem original -----

De: Marco Delgado [SMTP:marcodelgado@ig.com.br]
Enviada em: terça-feira, 21 de agosto de 2001 21:19
Para: Ouv.SFF@aneel.gov.br; marcodelgado@ig.com.br
Cc: Gestor Ouvidoria
Assunto: Re: ENC:_Solicitagco_de_Ouvidori a_n:_010.
020.04201-66_-_MARCO_ANTONIO _DE_PAIVA_DELGADO_-

Prezados,

Primeiramente gostaria de agradecer a presteza em responder minha solicitação, bem como a sugestão para obtenção de informações. Todavia, diferente das demonstrações de resultados, a PAC, em última análise, é uma demonstração contábil com enfoque tarifário e, por isso, ajustada ao enfoque do trabalho acadêmico que venho desenvolvendo. Sendo assim, consoante com a prática desta Agência em oferecer a maior "transparência" aos agentes do mercado, ratifico, gentilmente, minha solicitação anterior, haja vista defesa do meu interesse individual (Inciso II do Art. 7 da Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995), no caso, defesa de investigação acadêmica.

Sds.

Marco Delgado

IV. RESPOSTA FINAL DA ANEEL APÓS UM MÊS (19/09/2001):

Senhor Marco Delgado,

Reportando-nos ao seu e-mail de 21/08/2001, informamos novamente que não podemos disponibilizar a Prestação Anual de Contas - PAC dessas Concessionárias.

A Legislação que foi citada (Inciso II do Art. 7 da Lei nº 8.987, de 13/02/1995) diz respeito a informações de interesse do consumidor com a sua respectiva Concessionária sobre o serviço prestado de energia elétrica e não sobre dados e informações sigilosas de outras Concessionárias.

Informamos ainda que a Prestação Anual de Contas - PAC se fosse de caráter público seria publicada. Após a análise da PAC por esta Superintendência publica-se apenas um Despacho aprovando ou não a PAC.

Diante do exposto, lamentamos o não atendimento a esta solicitação por tratar-se de assunto restrito entre a Concessionária e o Órgão Regulador.

Atenciosamente,

Ouvidoria SFF/ANEEL

ANEXO VI - CRITÉRIO DE ATUALIZAÇÃO DAS COMPONENTES DA BASE DE REMUNERAÇÃO E SIMULAÇÕES DO PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA USO CAP. V

Premissas para atualização das componentes da base de remuneração:

- A vida útil média para uma empresa de distribuição de energia elétrica é de 20 anos, o que implica numa taxa de depreciação anual média de 5%^m
- O incremento anual de investimentos deve ser equivalente à mesma taxa anual de desativação, ou seja, se a depreciação anual é de 5%, o incremento de imobilização anual também será de 5%⁹⁶;
- O índice de atualização utilizado será o IGP-M, haja vista ser o indicador de atualização dos custos não gerenciáveis utilizado nos contratos de concessão das respectivas concessionária.
- A data de atualização será junho de 2000 por se utilizar valores nominais contábeis proporcionalizados com saldos ao final do ano de 2000 e 1999 (ver nota de rodapé da Tabela 8.2);

Os resultados dessas considerações estão consolidados na tabela a seguir:

⁹⁶ Premissa conservadora, pois considera o mesmo nível tecnológico dos equipamentos substituídos .

Ano	Índice de atualização	Base de Remuneração Inicial e Incrementos de Investimentos					
		Inicial	Incr.1	Incr.2	Incr.3	Incr.4	Incr.5
dez/95	100,0	1,00					
dez/96	109,2	0,95	0,050				
dez/97	117,6	0,90	0,048	0,050			
dez/98	119,7	0,85	0,045	0,048	0,05		
dez/99	143,8	0,80	0,043	0,045	0,048	0,05	
jun/00	148,4	0,75	0,040	0,043	0,045	0,048	0,05
Fator de Atualização		1,1127	0,0544	0,0536	0,0558	0,0490	0,0500

Legenda: Incr.X. Taxa de imobilização anual.

Assim, mediante essas hipóteses, a soma dos fatores de atualização da base inicial e dos incrementos anuais de imobilização resulta num fator de 1,3755, ou seja, as rubricas que compõem a base de remuneração⁹⁷ das concessionárias deverão ser reajustadas em **37,55%**.

⁹⁷ Exceto os valores da rubrica “Estoques”, pois estão em valores correntes .

Resultado das simulações do preço médio de energia elétrica oriundas da expansão por UHE até 2006.

Usina	Data	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar.	Obra	Investimento	Preço de Geração (R\$/MWh)				
		MW	MWmed	US\$/kW	%			Capital	CFURH	O&M	Rede	TOTAL
UHE D.FRANCISCA	Fev-01	125,0	76,4	1.360,9	0,00	4	241.294	56,32	2,02	1,94	0,19	60,47
UHE ITIQUIRA II	Jun-01	95,3	66,5	1.000,7	0,00	4	135.271	36,30	2,02	1,87	0,17	40,36
UHE SANTA CLARA	Jul-01	60,0	28,5	1.800,6	0,00	4	153.237	95,78	2,02	2,12	0,25	100,17
UHE PORTO ESTRELA	Set-01	112,0	54,6	1.372,9	0,00	4	218.105	71,21	2,02	2,10	0,24	75,57
UHE LAJEADO	Dez-01	850,0	505,1	1.134,2	0,00	4	1.367.437	48,27	2,02	1,96	0,20	52,45
UHE JAURU	Mai-02	110,0	66,4	827,5	0,00	4	129.108	34,69	2,02	1,95	0,19	38,86
UHE MACHADINHO	Ago-02	1.140,0	540,4	700,2	0,00	4	1.132.201	37,36	2,02	2,12	0,25	41,75
UHE CANA BRAVA	Out-02	450,0	271,7	1.293,2	0,00	4	825.413	54,17	2,02	1,95	0,19	58,34
UHE TUCURUI - 2ª etapa	Dez-02	4.125,0	1.021,5	455,9	0,00	4	2.667.604	46,57	2,02	2,85	0,47	51,92
UHE GUAPORÉ	Dez-02	120,0	111,6	856,7	0,00	4	145.821	23,30	2,02	1,73	0,13	27,17
UHE PIRAJU	Dez-02	70,0	41,2	2.630,2	0,00	4	261.141	113,08	2,02	1,97	0,20	117,27
UHE ITAPEBI	Jan-03	450,0	216,5	1.070,3	0,00	4	683.144	56,27	2,02	2,11	0,24	60,64
UHE FUNIL-GRANDE	Jan-03	180,0	86,8	913,6	0,00	4	233.251	47,91	2,02	2,11	0,24	52,28
UHE AIMORÉS	Mar-03	396,0	180,1	1.058,2	0,00	4	594.356	58,85	2,02	2,16	0,26	63,28
UHE QUEIMADO	Mar-03	105,0	61,4	1.042,2	0,00	4	155.222	45,06	2,02	1,97	0,20	49,25
UHE CUBATÃO – SUL	Ago-03	45,0	21,8	1.451,6	0,00	4	92.653	75,86	2,02	2,11	0,24	80,23
UHE ITAIPU 19ª e 20ª	Out-03	1.379,0	63,1	126,3	0,00	4	247.039	69,81	2,02	9,59	2,57	83,99
UHE PONTE DE PEDRA	Dez-03	176,0	125,7	1.242,3	0,00	4	310.131	43,99	2,02	1,86	0,16	48,03
UHE OURINHOS	Mai-04	44,0	25,6	1.821,0	0,00	4	113.648	79,16	2,02	1,98	0,20	83,36
UHE PICADA	Mai-04	50,0	33,5	1.789,6	0,00	4	126.914	67,62	2,02	1,89	0,18	71,70
UHE CANDONGA	Jun-04	95,0	56,9	1.408,5	0,00	4	189.797	59,53	2,02	1,96	0,20	63,71
UHE ITUMIRIM	Jan-05	50,0	36,0	2.624,7	0,00	4	186.141	92,13	2,02	1,85	0,16	96,16
UHE CORUMBÁ IV	Abr-05	143,0	67,4	1.199,4	0,00	4	243.279	64,37	2,02	2,13	0,25	68,76
UHE QUEBRA-QUEIXO	Mai-05	93,0	51,7	1.331,9	0,00	4	175.695	60,60	2,02	2,01	0,21	64,84
UHE GATOS I	Jun-05	33,0	21,9	1.742,9	0,00	4	81.580	66,31	2,02	1,89	0,18	70,40
UHE BARRA DO BRAÚNA	Jun-05	39,0	21,8	1.827,9	0,00	4	101.114	82,63	2,02	2,00	0,21	86,86
UHE TRAÍRA II	Ago-05	110,0	47,0	738,5	0,00	4	115.215	43,73	2,02	2,21	0,27	48,24

UHE ESPORA	Out-05	48,6	24,6	2.717,0	0,00	4	187.290	135,76	2,02	2,07	0,23	140,09
UHE PEDRA DO CAVALO	Nov-05	300,0	94,4	631,9	0,00	4	268.870	50,80	2,02	2,53	0,37	55,72
UHE CAMPOS NOVOS	Nov-05	880,0	378,6	798,0	0,00	4	996.095	46,91	2,02	2,20	0,27	51,41
UHE SACOS	Dez-05	114,0	68,7	1.998,7	0,00	4	323.188	83,94	2,02	1,95	0,19	88,10
UHE IRAPÉ	Jan-06	360,0	199,7	1.324,6	0,00	4	676.354	60,40	2,02	2,01	0,21	64,64
UHE MURTA	Jun-06	110,0	58,9	1.580,7	0,00	4	246.621	74,70	2,02	2,03	0,22	78,97
UHE BARRA GRANDE	Ago-06	690,0	344,8	1.092,8	0,00	4	1.069.527	55,31	2,02	2,08	0,24	59,65
RESULTADO		13.148	5.071				14.693.756	51,67	2,02	2,31	0,30	56,30

Resultado das simulações do preço médio de energia elétrica oriundas da expansão por UTE-CC até 2006.

Usina	Data	Potência	Energia	Instalado	Dolarizar	Obra	Investimento	Preço de Geração (R\$/MWh)				
		MW	MWmed	US\$/kW	%		KR\$	Capital	Comb.	O&M	Rede	TOTAL
UTE W. ARJONA 3 (GN)	Abr-01	40,0	36,0	534,7	0,60	2	51.975	27,22	51,45	6,33	0,21	85,21
UTE CUIABÁ I-2 (GN) (1)	Jun-01	150,0	135,0	400,0	0,60	2	145.801	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CUIABÁ I-3 (GN)	Jun-01	180,0	162,0	400,0	0,60	2	174.961	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PITANGA (GN)	Jun-01	20,0	18,0	400,0	0,60	2	19.440	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE FAFEN (GN)	Ago-01	56,0	50,4	400,0	0,60	2	54.432	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CORUMBÁ (GN)	Out-01	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PIRATININGA (GN)	Out-01	400,0	360,0	400,0	0,60	2	388.802	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE PUERTO SUAREZ (GN)	Out-01	88,0	79,2	400,0	0,60	2	85.536	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE REFAP (GN)	Out-01	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TRÊS LAGOAS (GN)	Out-01	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE MACAÉ MERCHANT (GN)	Nov-01	700,0	630,0	400,0	0,60	2	680.403	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE SANTA CRUZ ampl. II (GN)	Mar-02	640,0	576,0	400,0	0,60	2	622.082	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE RHODIA STO. ANDRÉ (GN)	Abr-02	67,0	60,3	400,0	0,60	2	65.124	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE SERGIPE (GN)	Jun-02	90,0	81,0	400,0	0,60	2	87.480	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE JUIZ DE FORA I-2(GN)	Jul-02	103,0	92,7	400,0	0,60	2	100.116	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE CCBS 1 compl.(GN)	Ago-02	430,0	387,0	400,0	0,60	2	417.962	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE ARAUCARIA (GN)	Set-02	480,0	432,0	515,5	0,60	2	601.292	26,25	51,45	6,33	0,21	84,23
UTE TERMOBAHIA I - 2 (GN)	Out-02	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TERMORIO 2 (GN)	Out-02	460,0	414,0	400,0	0,60	2	447.122	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE DUKE ENERGY 1 (GN)	Dez-02	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE GAÚCHA (GN)	Dez-02	480,0	432,0	400,1	0,60	2	466.697	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UTE TCATARINENSE NORTE (GN)	Dez-02	350,0	315,0	400,0	0,60	2	340.201	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE IBIRITÉ - compl.(GN)	Dez-02	480,0	432,0	400,0	0,60	2	466.562	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TERNAMBUCO (GN)	Jul-03	500,0	450,0	400,0	0,60	2	486.002	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35

UTE CARIOBA II - 1 (GN)	Jul-03	750,0	675,0	400,1	0,60	2	729.138	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UTE SANTA BRANCA (GN)	Jul-03	1.067,0	960,3	400,1	0,60	2	1.037.344	20,37	51,45	6,33	0,21	78,36
UTE NORTE FLUMINENSE (GN)	Nov-03	720,0	648,0	563,0	0,60	2	985.099	28,67	51,45	6,33	0,21	86,65
UTE TERMOAÇU (GN)	Dez-03	340,0	306,0	400,0	0,60	2	330.481	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE COFEPAR (RASf)	Dez-03	654,0	588,6	400,0	0,60	2	635.690	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE RIOGEN (GN)	Dez-03	355,0	319,5	400,0	0,60	2	345.061	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
UTE TERMOALAGOAS (GN)	Jan-05	120,0	108,0	400,0	0,60	2	116.640	20,36	51,45	6,33	0,21	78,35
RESULTADO		11.578	10.420				11.687.428	21,15	51,45	6,33	0,21	79,14