

Gesmar José Vieira

**MARGEM TARIFÁRIA IDEAL EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Produção da
Universidade Federal de Santa Catarina
como requisito parcial para obtenção
do grau de Mestre em
Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Antônio Diomário de Queiroz, Dr.

Florianópolis
2003

Gesmar José Vieira

**MARGEM TARIFÁRIA IDEAL EM EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

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

Florianópolis, 17 de fevereiro de 2002

Prof. Edson Pacheco Paladini, Dr. Eng^a
Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Antônio Diomário de Queiroz. Dr. (Orientador)

Prof. Carlos Raul Borenstein. Dr.

Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca. Dr.

Ao meu pai, em memória, que em muitas noites de sua vida
deixou de estar em seu berço ao aconchego de seu lar,
para propiciar uma grande herança aos seus filhos,
que foi a formação acadêmica.
A minha esposa, Neide
pelo apoio constante.
A meus filhos Janaína, Marcus Vinícius e Alaôr.

AGRADECIMENTOS

Agradeço de coração a todos que contribuíram para que eu alcançasse este objetivo, mas especialmente:

a Deus por ter-me dado a oportunidade de vir a esse mundo.

À Universidade Federal de Santa Catarina.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES, e em especial à UCG – Universidade Católica de Goiás, pelo intercâmbio criado.

Ao orientador, Prof. Antônio Diomário de Queiroz, Dr., pelo grande estímulo e incentivo ao desenvolvimento do tema central desta pesquisa e pelas horas em que foi, não apenas mestre, mas também um grande conselheiro para o desempenho da pesquisa científica.

Aos professores do Curso de Pós-Graduação que, através das suas sabedorias e conhecimentos, em muito contribuíram para o desempenho desta pesquisa.

Aos professores Nazareno da Rocha Júnior, Diretor do departamento de Ciências Contábeis e José Augusto Costa, Diretor do Departamento de Economia, da Universidade Católica de Goiás, pelo apoio à minha participação no curso.

Para a minha mãe, Esmerinda Rita Vieira, que embora não tenha conhecimento acadêmico, é possuidora de uma sensibilidade espiritual muito grande.

À minha esposa Neide Soares Vieira, que compreendeu a minha ausência em muitos momentos importantes da nossa convivência.

Ao Presidente e Diretores da CELG, pelo apoio à realização deste trabalho.

Ao meu amigo, administrador Edgard Vicente Fonseca Araújo, pelo apoio.

Aos meus amigos e companheiros de estudos, e para todos aqueles que, direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta pesquisa.

RESUMO

VIEIRA, Gesmar José. **Margem Tarifária Ideal em Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2002. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis.

Este trabalho tem por objetivo a proposição de um método para a definição da margem tarifária ideal, que assegure retorno suficiente para garantir a performance do negócio em empresas de distribuição de energia elétrica. Assim, define um método que identifica a margem tarifária ideal e indispensável para o controle eficaz de gestão, dessas empresas, de forma a alcançar os objetivos institucionais. Nesse contexto, o valor do kWh deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a geração interna de recursos suficientes para cobrirem os custos de operação, manutenção e expansão do sistema, isto é, gerar autofinanciamento. Este método parte da inserção de variáveis pré-definidas e introdução do princípio da correção monetária, com o objetivo de assegurar a justa remuneração do capital prudentemente investido e, conseqüentemente, a manutenção de uma estrutura própria equilibrada, com independência e solvência. O método proposto parte dos pressupostos da contabilidade gerencial, considerados importantes no âmbito das distribuidoras de energia elétrica, interessadas em gerar mecanismos capazes de permitir um retorno justo sobre o investimento realizado pelos investidores, inclusive em bases atualizadas. Com o método proposto, concluiu-se ser possível o alcance dos mecanismos de viabilização econômico-financeira das empresas distribuidoras de energia elétrica, com a garantia de receita compatível para a realização dos custos de operação, autofinanciamento e remuneração do capital aplicado. A gestão da organização é examinada a partir da definição dos custos e da receita permitida com vistas à aplicação do método, mediante desenvolvimento de estudo de caso na Companhia Energética de Goiás.

Palavras-chave:

margem tarifária, empresas de distribuição de energia elétrica, autofinanciamento e gestão.

ABSTRACT

VIEIRA, Gesmar José. **Margem Tarifária Ideal em Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2002. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis.

The main objective of this work is to propose a method in order to define the ideal tariff margin, able enough to guarantee the maintenance of the distributing activity and return reasonable profits to the investors in updated basis. The target is to find out a way good enough to figure effective control of the administration of costs and profits besides reaching the institutional ideal point for the electric power distributing companies. In this context the value of kWh must preserve a principle of tariff model not only for covering costs of distribution maintenance, but for the expansion of the system either, beginning in the generation source. This method intends to insert a variable indexation capable to assure the necessary balance of the structure, with independence and solvency. It is a case of managerial accounting equilibrium, considered important in the electric power ambit, not only by the investors in electrical business but in all kinds of business. It means that the tariff must cover costs and profits to stimulate old and new investors by assuring a fair remuneration for the capital invested, attending the purpose of global economy. With the proposed method, it was concluded to be possible the reach of the mechanisms to assure the necessary balance of the structure the distributing companies of electric power, with the warranty of compatible revenue for the accomplishment of the operation costs, beginning generation source and remuneration of the applied capital. In this specific case, the administration sub oculis is the Energy Company of Goiás shortly named CELG.

Key terms:

tariff opportunity; companies of electric power distribution; to support et management.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.	p. 10
LISTA DE QUADROS.	p. 11
LISTA DE TABELAS.	p. 12
LISTA DE SIGLAS.	p. 13
1 INTRODUÇÃO.	p. 16
1.2 Problema da pesquisa.	p. 17
1.2 Objetivos.	p. 18
1.2.1 Objetivo geral.	p. 18
1.2.2 Objetivos específicos.	p. 19
1.3 Metodologia.	p. 19
1.4 Relevância, limitações, originalidade e viabilidade.	p. 22
1.5 Estrutura da pesquisa.	p. 24
2 O PROCESSO DE TARIFAÇÃO.	p. 25
2.1 O princípio da regulação econômica	p. 25
2.1.1 Ampliação da eficiência econômica.	p. 29
2.1.2 Modelo Institucional Para o Setor Elétrico.	p. 33
2.2 Reforma Tarifária.	p. 35
2.2.1 Tarifação de energia elétrica.	p. 37
2.2.1.1 Critérios e metodologias para a formação das tarifas.	p. 42
2.2.1.2 Definição da tarifa pelo princípio do custo do serviço.	p. 45
2.2.1.3 Definição da tarifa pelo princípio do custo marginal	p. 49
2.2.1.4 <i>Price-Cap</i> e os novos critérios de revisão tarifária.	p. 57
2.3 Métodos de formação dos preços.	p. 62
2.3.1 Processo de formação dos preços.	p. 64
2.3.2 Monopólio e segregação de preços.	p. 65
2.3.3 Preço e margem de contribuição.	p. 66
3 MARGEM TARIFÁRIA IDEAL.	p. 68
3.1 Processo de gestão da liquidez.	p. 69
3.1.1 Demonstração de fluxo de caixa	p. 71
3.1.1.1 Demonstração do fluxo de caixa no setor elétrico	p. 76
3.1.2 Origem e aplicação de recursos	p. 84

3.1.3	Análise e gestão dos investimentos no fluxo de caixa	p. 89
3.1.4	Análise da gestão do capital de giro	p. 97
3.2	Estrutura de Capital equilibrada.	p.101
3.2.1	Estrutura ótima de capital para o setor elétrico	p.103
3.2.1.1	Custo do patrimônio líquido.	p.104
3.2.1.2	Custo do capital.	p.106
3.3	Método para a determinação da margem tarifária ideal.	p.111
3.3.1	Desenvolvimento do método para a definição da margem tarifária. .	p.114
3.3.2	Caracterização do método.	p.117
4.	ESTUDO DE CASO: AVALIANDO A MARGEM TARIFÁRIA IDEAL NA	
	CELG.	p.123
4.1	Apresentação da companhia.	p.123
4.1.1	Aspectos históricos.	p.123
4.1.2	Gestão Administrativa	p.125
4.1.3	Demonstrações financeiras no período de 2001.	p.133
4.1.4	O necessário equilíbrio financeiro.	p.139
4.1.5	Gestão da liquidez na CELG.	p.141
4.2	Aplicação do método proposto para determinação da margem	
	tarifária ideal na CELG.	p.145
4.2.1	A margem tarifária ideal a partir do método proposto.	p.146
4.2.1.1	Despesas apuradas e computadas.	p.146
4.2.1.2	Remuneração do capital permitida.	p.151
4.2.1.3	Receita requerida.	p.154
4.2.1.4	Receita total verificada.	p.154
4.2.1.5	Reposicionamento tarifário.	p.156
4.2.1.6	Suficiência ou insuficiência de receita.	p.156
4.2.1.7	Determinação da margem tarifária ideal.	p.157
5	CONCLUSÃO.	p.159
5.1	Considerações finais.	p.160
5.2	Recomendações.	p.162
	REFERÊNCIAS.	P.163

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	P.171
ANEXOS.....	P.173

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Eficiência Produtiva.....	p. 30
Figura 2 - Tipos de Eficiência Alocativa.....	p. 32
Figura 3 - Aplicação do princípio do cálculo marginal por um monopolista para determinar o preço e a quantidade.....	p. 36
Figura 4- A demanda versus suprimento para o consumo de energia elétrica.....	p. 53
Figura 5 – Determinação do custo marginal.....	p. 54
Figura 6 – Definição de tarifas para consumidores da ponta.....	p. 56
Figura 7 – Custo da Liquidez.....	p. 70
Figura 8 – Fluxo de Caixa através da Empresa.....	p. 73
Figura 9 – Fluxo de Caixa Financeiro.....	p. 74
Figura 10 – Componentes do demonstrativo do Fluxo de Caixa.....	p. 81
Figura 11 – Efeito das transações sobre o CCL.....	p. 86
Figura 12 - Capital Circulante Líquido e Autofinanciamento das Empresas....	p. 91
Figura 13 - Aspectos da Situação Financeira de Curto Prazo.....	p. 98
Figura 14 – Mecanismo de autofinanciamento do IOG.....	p.100
Figura 15 - Estrutura de Capital..	p.110
Figura 16- Definição da margem tarifária ideal.....	p.119
Figura 17 - Mapa ilustrativo da área de concessão da CELG.....	p.128
Figura 18 – Requisitos de energia.....	p.129
Figura 19 – Investimentos.....	p.130
Figura 20 – Organograma da CELG.....	p.132
Figura 21 – Evolução das origens.....	p.143
Figura 22 – Variação do ativo permanente e patrimônio líquido.....	p.144
Figura 23 – Indicadores de capital de giro.....	p.145

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Configuração do demonstrativo do fluxo de caixa, segundo o FAS-95.....	p. 78
Quadro 2 - Fluxos de caixa - método direto.....	p. 82
Quadro 3 - Fluxos de caixa - método indireto.....	p. 83
Quadro 4 - Estrutura da DOAR, conforme Lei nº 6.404/76 (Lei das S. A.).....	p. 88
Quadro 5 - Demonstrativo de Resultado do Exercício.....	p. 95
Quadro 6 - O EBITDA ou LAJIDA.....	p. 96
Quadro 7 - Fluxo de Caixa Livre.....	p. 96
Quadro 8 - Redistribuição do balanço patrimonial – método Fleuriet.....	p. 99
Quadro 9 - Modelos de contrabalanço (<i>Trade-Off</i>): endivid. e capital próprio....	p.107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de contas faturadas da CELG em 2001.	p.128
Tabela 2: Composição acionária da CELG em 31.12.2001.	p.131
Tabela 3 - Distribuição do quadro de empregados da CELG.	p.131
Tabela 4 – Estrutura do CCL e liquidez de seus elementos.	p.141
Tabela 5 – Despesas operacionais da CELG.	p.147
Tabela 6 – Despesas operacionais não administradas.	p.147
Tabela 7 – Encargos tarifários.	p.148
Tabela 8 – Base de remuneração com correção integral.	p.149
Tabela 9 – Base de remuneração pro rata tempore.	p.150
Tabela 10 – Resultado operacional.	p.151
Tabela 11 – Receita operacional verificada da CELG em 31.12.2001.	p.155
Tabela 12 – Outras receitas verificadas.	p.155
Tabela 13 - Consumo faturado e compra de energia elétrica pela CELG.	p.158

LISTA DE SIGLAS

ABCE	Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABRAGE	Associação Brasileira das Grandes Geradoras de Energia Elétrica
AC	Ativo Circulante
ACC	Ativo Circulante Cíclico
ACESA	Associação das Empresas Estaduais de Energia Elétrica
ACF	Ativo circulante Financeiro
ACF	Ativo Circulante Financeiro
AEDENNE	Associação das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica do Norte, Nordeste e Centro-Oeste
ANC	Ativo Não Circulante
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM	<i>Capital Asset Price Model</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCL	Capital Circulante Líquido
CCON	Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste
CCP	Custo de Capital Próprio
CCT	Custo de capital de Terceiros
CDSA	Centrais elétricas de Cachoeira Dourada S. A.
CELG	Companhia Energética de Goiás
CELTINS	Centrais Elétricas do Tocantins
CEO	<i>Chief Executive Officer</i>
CFC	Conselho Federal de contabilidade
CMg	Custo Marginal
CMLP	Custo Marginal de Longo Prazo
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DAC	Despesas apuradas e Computadas
DFC	Demonstrativo do Fluxo de Caixa

DFC	Demonstrativo do Fluxo de Caixa
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia elétrica
DOA	Despesas Operacionais Administradas
DOAR	Demonstrações das Origens e Aplicações de Recursos
EBITDA	Earnings, Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EDF	<i>Eletrecité de France</i>
ELETRORÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S. A.
ELP	Exigível a Longo Prazo
ESCELSA	Espírito Santo Companhia de Eletricidade
ET	Encargos Tarifários
FASB	<i>Financial Accouting Standards Board</i>
FAZ	<i>Financial Accouting Standards</i>
FCL	Fluxo de Caixa Livre
GCOI	Grupos Coordenadores para Operação Interligada
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IOG	Investimento Operacional em Giro
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
ITR	Informações Trimestrais
kW	Kilowatt
kWh	Kilowat hora
LAJIDA	Lucros antes dos juros, impostos, depreciação e amortização
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MF	Ministério da Fazenda
MME	Ministério de Minas e Energia
MT _I	Margem Tarifária Ideal
MW	Megawatt
NBCT	Norma Brasileira de Contabilidade Técnica
NCG	Necessidade de Capital de Giro
NIC	Norma Internacional de Contabilidade
NOS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORV	Outras Receitas Verificadas

PC	Passivo Circulante
PCC	Passivo Circulante Cíclico
PCF	Passivo Circulante Financeiro
PCO	Passivo Circulante Oneroso
PCO	Passivo circulante Operacional
PED's	Programas Estaduais de Desestatização
PL	Patrimônio Líquido
PND	Programa Nacional de Desestatização
QR	Quota de Reintegração
RCP	Remuneração do Capital Próprio
RCT	Remuneração do Capital de Terceiros
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação e Remuneração
RGG	Reserva Global de Garantia
RGR	Reserva Global de Reversão
RLP	Realizável a Longo Prazo
ROV	Receita Operacional Verificada
RP	Remuneração Permitida
RPI	Retail Price Index
RR	Receita Requerida
RTV	Receita Total Verificada
SEAE	Secretaria de Acompanhamento Econômico
SEC	<i>Securit and Exchange Comission</i>
SIR	Suficiência/Insuficiência de Receita
SRT	Superintendência de Regulação de Transmissão
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TM _c	Tarifa Média de Compra de Energia Elétrica
TM _v	Tarifa Média de Venda de Energia Elétrica
TUSD	Taxa de Utilização do Serviço de Distribuição
UCG	Universidade Católica de Goiás
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por profundas transformações de natureza institucional, causadas por instabilidades econômicas, principalmente, no período compreendido entre os anos de 1930 e 1980, decorrentes de crises cíclicas. O setor, considerado estratégico no impulso do crescimento e do desenvolvimento, fora inserido no contexto das mecânicas de política econômica para a correção dos desequilíbrios.

Ao longo dos anos, em função da necessidade de sobrevivência, associada à expansão criativa das inovações tecnológicas, as empresas viram-se obrigadas a empreender significativo esforço no aumento de capacitação, para fazer frente à nova realidade, carregada de incertezas com relação ao futuro.

A situação conturbada do processo econômico e político pós década de 1970, aliada ao modelo econômico até então adotado como mecanismo para condução do Estado, impôs a necessidade de novos estudos e propostas para melhor conduzir a relação entre o poder público e a sociedade. No ápice da questão, inseriu-se a discussão sobre a reforma do Estado. Neste contexto, enfoca-se a questão do setor elétrico, que até então tinha sua estrutura fundamentada em empresas sob o controle do Estado, fato iniciado na década de 1960.

Conforme o trabalho original de Baer (1973) citado por Borenstein (1994), que analisa as modificações do sistema de Poder na Organização, em especial no Brasil, este cita texto de Wahrlich (1980) para afirmar que:

a atual predominância do Estado na economia brasileira não é um esquema cuidadosamente concebido [...] decorrendo de numerosas circunstâncias que focaram a intervenção crescente no sistema econômico [...] desde reações a crises econômicas internacionais e o desejo de controlar as atividades do capital estrangeiro, principalmente no setor de serviços de utilidade pública e na exploração dos recursos naturais, até a ambição de industrializar rapidamente um país atrasado.

Tornava-se evidente a pressão para as mudanças, as quais passavam por estudos de avaliação histórica e contextual, com vistas à necessidade de modificações que evidenciassem não somente uma relação organizacional harmônica, mas sobretudo formas de planejamento mais eficazes, permitindo às empresas remuneração adequada à geração interna de caixa e, ao mesmo tempo de, recursos para autofinanciamento, de forma a garantir resultados que

conciliassem expectativas de crescimento e desenvolvimento econômico.

Estudos foram apresentados, artigos técnicos propunham alternativas para reestruturação das empresas e do setor, tratando, especialmente das questões financeiras. Estes estudos foram objetos de várias discussões no âmbito das entidades representativas (ACESA, AEDENNE, ABRADÉE, ABRAGE e ABCE) das empresas do setor. Embora de forma limitada, as soluções foram propostas no plano de ação voltado para o diagnóstico dos processos que ressaltaram a premência das mudanças.

As mudanças estruturais, iniciadas, por força da lei nº 8.631, de 14 de março de 1993, alteraram todos os dispositivos anteriores e indicaram uma tendência geral de estímulo à competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, além da liberação do acesso aos sistemas de transmissão e de quebra dos monopólios da distribuição.

Segundo os princípios básicos da legislação em tela, reforçados pela Lei de Concessões de Serviços Públicos, Lei 8.987 de 13.02.1995, as mudanças deveriam ter por objetivo a eficiência global do setor, por intermédio do desafio concorrencial, exigindo das empresas conhecimento dos sistemas de custeio, capazes de imprimir formas eficientes de determinação dos preços.

As mudanças no setor elétrico impuseram alterações que levaram à separação do produto - energia e serviço - principalmente distribuição e transmissão, permitindo aos consumidores escolher fornecedores de energia elétrica, mesmo estando estes sujeitos ao monopólio natural.

Nos anos 90, caracterizados pela globalização, registrou-se que a economia passou a ser condicionada pela intensificação da concorrência acompanhada dos avanços tecnológicos, fatos que têm exercido forte influência nas empresas que, para acompanharem o processo evolutivo, são obrigadas a reagir buscando diferenciais competitivos.

1.1 Problema da pesquisa

As mudanças estruturais que têm ocorrido como consequência da aplicação de novo modelo mercantil e concorrencial, afetam o ambiente de negócios das empresas. Assim, estabeleceu-se a exigência de conhecimento de custos empresariais, a partir da definição dos preços a serem pagos pelo Kwh da energia distribuída, com base em margem tarifária ideal, como indispensável para que a

direção efetuar um controle eficaz de gestão e alcançar os objetivos institucionais.

O valor do kWh deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária que assegure a saúde econômica e financeira das concessionárias, a fim de que possam obter recursos suficientes para cobrir custos de operação, manutenção e expansão do sistema, bem como capacidade de autofinanciamento e de remuneração justa do capital prudentemente investido, de forma a manter uma estrutura própria equilibrada, com independência e solvência.

Há dúvidas quanto à definição de margem tarifária ideal na fixação dos parâmetros necessários à satisfação dos aspectos econômico e financeiro, para os quais serão identificados a partir da tradução em termos quantitativos monetários e não monetários, os mecanismos empresariais pertinentes ao controle da gestão. Neste caso específico, a gestão da organização será examinada a partir da definição dos custos necessários e da receita permitida.

Uma empresa de eletricidade procura ter uma estrutura tarifária que leve em conta custos do atendimento e tarifas cobradas do consumidor final, permitindo subsídios cruzados para indústrias eletro-intensivas, consumidores de baixa renda e áreas rurais. Em teoria, a privatização tende a reduzir tais subsídios, pois o acionista deseja a maximização do seu lucro, evitando, ao máximo, que atividades não-lucrativas tenham predominância em seu negócio.

A tarifa de energia elétrica, aplicada aos consumidores finais regulados, representa a síntese de todos os custos agregados ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O atual modelo impõe recomposições tarifárias, conforme contrato de concessão. Tal contrato depois de assinado pelas empresas somente permite reequilíbrio financeiro após cinco anos da data da primeira recomposição.

A proposta desta pesquisa é que seja definida a margem tarifária ideal que assegure um retorno justo sobre o valor do investimento realizado pelas empresas, observando bases atualizadas, identificadas a partir da tradução, em termos quantitativos monetários e não monetários, dos fenômenos e transações empresariais pertinentes ao controle da gestão.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Propor método de definição da margem tarifária ideal, que assegure retorno suficiente para garantir a performance do negócio em empresas de distribuição de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos específicos

Considerando a necessidade de se estabelecer mecanismos que preservem o equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuição de energia elétrica, com vistas a uma rentabilidade adequada para garantir que as receitas possam cobrir as despesas e deixar uma margem de lucratividade compatível e suficiente para remunerar convenientemente o capital investido, estabeleceram-se os seguintes objetivos específicos:

- estudar o processo de gestão de liquidez das empresas de distribuição de energia elétrica, a partir da identificação do conteúdo e forma de apresentação do fluxo de caixa, bem como da demonstração da origem e aplicação de recursos (DOAR) determinada pela atual Lei das Sociedades Anônimas, com vistas a compreender e conhecer a ótica financeira e as operações de financiamento, além da gestão do capital de giro a partir da determinação da base de remuneração;
- tirar conclusões a partir dos fundamentos teóricos sobre a estrutura de capital, permitindo, tanto a definição de uma estrutura ótima quanto a consideração dos custos na estrutura de capital das empresas, como fator preponderante na análise das alternativas de investimento;
- determinar a margem tarifária ideal, visando ao conhecimento adequado dos custos empresariais e a capacidade de autofinanciamento;
- desenvolver estudo de caso na Companhia Energética de Goiás.

1.3 Metodologia

O estudo e a aprendizagem nas diversas áreas do conhecimento são fatores importantes para a criação de novas condições que permitam o entendimento progressivo do que se pretende analisar. O entendimento, de per si, deve ser qualitativo e permitir de forma seletiva o máximo de abrangência dos conteúdos.

O trabalho ora apresentado trata de um assunto considerado restrito na sua extensão, mas que deve ser desenvolvido em toda a sua compreensão, embora os

argumentos sejam mais reflexivos e explanativos, por envolver opiniões divergentes. Não visa à prescrição de natureza normativa, uma vez que tem seu foco voltado para o problema da definição da margem tarifária ideal em empresas distribuidoras de energia elétrica.

Observa a necessidade do exame dos principais ingredientes desta visão, com ênfase na adequação do papel representado pela metodologia proposta para esta pesquisa, destacando-se as características externas e o ritual que a insere.

Ressalta-se a definição dos termos e variáveis, especialmente quanto às terminologias. A seqüência do *modus sciendi* passa pela coleta de dados e análise das proposições nos aspectos, ângulos, pontos de vistas, e implicações de causas e conseqüências.

A pesquisa fundamenta-se na aprendizagem e na forma de como se produz um conteúdo cultural. É desenvolvida observando a necessidade de reprodução de experiências e da busca de resultados descritos, que consistem na ordenação de idéias sobre a definição de margem tarifária ideal em uma empresa que distribui e comercializa energia elétrica.

É vista como exploratória, uma vez que se preocupa em esclarecer e desenvolver o conceito relativo à margem tarifária ideal das empresas distribuidoras de eletricidade. Para isto, “relaciona levantamento bibliográfico e documental, envolve modelos, métodos e técnicas da determinação de preços e tarifas” (Gil, 1991:45), bem como enfoques voltados para a avaliação da estrutura de capital, principalmente, nas empresas de energia elétrica.

De acordo com Silva e Menezes (2001:19) a pesquisa pode ser classificado como sendo de natureza quantitativa e qualitativa. Quantitativa por possuir etapas de aplicação de técnicas de determinação das tarifas, conforme legislação vigente no Brasil e de análise de balanço sobre os demonstrativos de origem e aplicação de recursos (DOAR), bem como o de entradas e saídas de caixa (DFC), com o objetivo de obter os indicadores necessários à identificação do perfil econômico-financeiro.

Busca a fundamentação teórica em razão da necessidade de conhecimento dos critérios metodológicos para a determinação da margem tarifária ideal. Além do que, para a identificação de um método

Define-se como qualitativa, por tomar como base a interpretação dos resultados apurados a partir das técnicas de determinação das tarifas, que necessitam de tais resultados a partir da análise de balanço sobre os demonstrativos financeiros.

Examina, também, as questões e pontos convergentes de interesse, sem se preocupar com suposições antecipadas, que possam surgir no decorrer do estudo.

Para Richardson (1999:80):

Os estudos de natureza qualitativa, podem descrever a complexidade de determinado problema, analisar a interação de certas variáveis, compreender e classificar processos dinâmicos vividos por grupos sociais...

Da análise quantitativa inferem-se os dados utilizados a partir das demonstrações financeiras, tomados da Companhia Energética de Goiás, no exercício de 2001, enfocando a análise no contexto dos propósitos delineados pela política de regulação apresentada pelo Governo brasileiro, que a insere no processo de privatização, observadas as determinações legais (Lei nº 6.404 de 23.12.1976 , Comissão de Valores Mobiliários - CVM, e ANEEL).

Estuda-se a necessidade estratégica de composição do equilíbrio econômico-financeiro, associando visão e missão e exigindo, como resultado, a aplicação de diferentes metodologias essenciais à definição da margem tarifária, com vistas a permitir maior valor de referência para o negócio.

Para Amboni (1996), é também importante a identificação do tipo de estudo, a saber, se do tipo longitudinal ou em corte transversal. A escolha do tipo de estudo dependerá da dimensão temporal, isto é, se o estudo a considera ou não. Para um estudo em corte transversal o pesquisador coleta os dados, em um momento preciso do tempo, junto à amostra selecionada para representar a população alvo.

Segundo Pinsonneault e Kraemer (1993:78-79)

O estudo longitudinal (*group pretest - post-test design*) é pertinente quando o alvo de pesquisa é um processo dinâmico, implicando numa mudança ocorrida no tempo ou quando o pesquisador tenta compreender as origens e as conseqüências de um fenômeno

O princípio do estudo longitudinal possibilita aferir as dimensões do objeto de um estudo antes e depois da intervenção de um fenômeno, permitindo a compreensão dos efeitos; havendo lembrar que o objeto do estudo em questão é a compreensão da metodologia adequada à determinação da margem tarifária ideal em uma empresa de distribuição de energia elétrica.

Este trabalho foi elaborado consoante os processos de construção teórica, embora a influência da cultura empírica reproduz uma divisão entre coleta e interpretação dos dados, mesmo observando que grande parte do tempo é centrada

nos dados.

A definição do método deve ater-se à determinação da base de remuneração necessária para que as empresas façam seus investimentos, de maneira a assegurar o crescimento do mercado consumidor, além de se manterem em situação financeira equilibrada, permitindo o autofinanciamento e o retorno real sobre o investimento realizado pelos acionistas na concessão.

Compreende o reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, e a determinação do Fator X, com aplicação nos reajustes tarifários a partir do exercício (2002), com o objetivo de compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores.

O método ora apresentado, além de atender ao objetivo já mencionado, é complementado por aprimoramentos que se mostram necessários à base metodológica para as próximas revisões tarifárias. O referido método está focado no Estudo de Caso amparado nos resultados obtidos, a partir da revisão tarifária proposta para a Companhia Energética de Goiás – CELG.

1.4 Relevância, limitações, originalidade e viabilidade

Quanto à relevância, originalidade e viabilidade da pesquisa, considera-se como primeiro aspecto o embasamento teórico, vez que este permite entender as razões que levam à necessidade de compreensão ou entendimento sobre a relevância que o negócio de energia elétrica deve ter para a sociedade, ou até mesmo a sua avaliação frente aos *stakeholders* “(empregados, sistema financeiro, clientes, concorrentes, governo, sindicatos e fornecedores)” Freeman e Reed (1983:88); bem como os aspectos empírico e prático, associados aos resultados da pesquisa para a alta administração e acionistas de forma geral.

A complexidade observada na pesquisa torna-a bastante variável, atingindo-se aspectos por vezes paradoxais. Quanto à complexidade ora mencionada e segundo sua constituição, o trabalho proposto enquadra-se na classificação aceita no campo das ciências sociais, que considera os estudos como “exploratórios, descritivos e explicativos” (Gil, 1991: 45-47).

O tema merece especial consideração em razão dos mais diversos aspectos, inicialmente porque não há, de forma concisa, indicadores de consenso entre concedente e concessionário, quanto ao verdadeiro e necessário ponto de equilíbrio

para a definição ideal da margem de lucro que decorre dos preços a serem pagos pelo kWh. Nesse caso, maiores discussões são imprescindíveis, antes que se possa criar uma estrutura teórica uniforme, em relação critérios que irão definir essa margem.

O modelo - monopólio regional, sob o regime de concessão com remuneração garantida - que até o final dos anos 80 era, em grande parte controlado pelo governo, passa por uma fase de desverticalização, em função das grandes transformações econômicas (contexto de economia global), com o crescente número de privatizações que exigem a implementação de um novo conceito de administração financeira, traduzido não apenas no gerenciamento do negócio, mas igualmente na maximização do resultado para os acionistas.

A nova realidade econômica interna e externa requer dos analistas, empresários, acionistas e investidores maior conhecimento sobre o valor econômico e financeiro das empresas, não só em razão dos processos de desverticalização, mas também quanto ao conceito de administração estratégica, em que o objetivo é buscar, além do respeito ao consumidor, a maximização da riqueza do acionista, ao invés do lucro, apenas.

O conceito de administração estratégica ou estratégia, como se pode afirmar, se associa-se, no meio empresarial, ao planejamento estratégico, considerado por Mota (1995:85-86) como “um processo sistemático para a tomada de decisões, visando garantir o sucesso da empresa em seu ambiente futuro”.

Desta forma, fica evidente que além de relevante, a pesquisa teórico-empírica possui viabilidade. Apesar de muito dispersa, torna possível a busca de referencial bibliográfico específico, podendo recorrer a livros e artigos nacionais e estrangeiros sobre o assunto. Também é possível, para ter o estudo dos métodos e critérios de definição das tarifas no setor, recorrer a referências mais abrangentes nas áreas de administração financeira, contabilidade geral e de custos, microeconomia e análise de investimentos.

É viável também, em razão de poder colocar à disposição do consumidor final (cliente), para que este tenha conhecimento, não só dos resultados auferidos pela empresa mas dos preços que paga pelo kWh, que é necessário para o equilíbrio da concessão, permitindo que lhe seja concedido um atendimento satisfatório por meio da realização de investimentos.

1.5 Estrutura da pesquisa

A estrutura do trabalho está dividida em cinco capítulos, a partir da introdução, que constitui o primeiro capítulo. O segundo capítulo apresenta os aspectos conceituais e a definição metodológica do processo de tarifação de energia elétrica. Também são destacados, no capítulo em tela, o princípio de regulação econômica, a partir da legislação vigente, bem como os métodos e critérios, com destaque especial para as formas tarifárias.

No terceiro capítulo, discute-se o processo de gestão da liquidez, mediante a utilização dos conceitos de demonstrativos do fluxo de caixa, em especial o do setor elétrico. Segue-se a análise da origem da aplicação dos recursos (DOAR), com vistas a identificar a capacidade interna de realização de investimento e financiamento (autofinanciamento), e do método de definição da margem tarifária ideal. O capítulo é complementado pelo estudo dos componentes da estrutura de capital das empresas, mediante a identificação da Estrutura Ótima de Capital. Encerra-se com a proposição do método para a determinação da margem tarifária ideal.

O quarto capítulo trata do estudo de caso que incorpora a questão da Margem Tarifária Ideal na CELG. Primeiramente faz-se uma apresentação da Companhia, destacando os aspectos históricos e de gestão, a análise e avaliação das demonstrações financeiras, cujos valores são considerados como referência para a definição da análise do equilíbrio financeiro. Assim, pela utilização do instrumental teórico apresentado, realiza-se a análise prática do Caso CELG.

O quinto e último capítulo refere-se às considerações e recomendações finais, em que são expostas as principais conclusões resultantes do estudo teórico-empírico, com análises e explicações consideradas pertinentes. Este capítulo recomenda, ainda, novos estudos para aprofundamento do tema, por considerá-lo bastante complexo, já que envolve fatores exógenos, alheios, por consequência às decisões setoriais, ou mesmo internas da organização.

2 O PROCESSO DE TARIFAÇÃO

O capítulo referente ao processo em epígrafe está subdividido em três itens: no primeiro estão destacados os conceitos gerais necessários ao conhecimento e entendimento dos aspectos vinculados ao processo relativo às razões que levaram à reforma tarifária, e critérios pertinentes à formação dos preços e custos no setor de energia elétrica.

Em seguida, são enumerados os itens necessários à definição das metodologias aplicáveis à tarifação de energia elétrica, bem como o princípio de regulação econômica, com destaque para o processo de avaliação do modelo institucional preconizado para o setor elétrico e a revisão tarifária. Ainda, são citados os conceitos de tarifa média, equalização tarifária, estrutura tarifária e indicadores de avaliação de performance.

2.1 O princípio da regulação econômica

Para Borenstein et all (1999:59) a regulamentação se refere ao conjunto de leis e controles administrativos originados nas ações do governo, influenciando no funcionamento dos mercados, com reflexos na eficiência interna e alocativa de empresas e de indústrias. O princípio da regulação econômica de fundamental importância para o controle e acompanhamento das falhas de operação dos mercados, ocasionadas por interferências de terceiros, ineficiência dos agentes econômicos e problemas de disponibilidade de informações.

Numa análise histórica, ao descrever sobre o termo regulação, Herscovici (1997) verifica que ele se insere em um contexto de particularidades que vai de Marx a Keynes, buscando sempre idéias que visam à construção de uma teoria com ênfase nas relações sociais como ponto focal da fundamentação do individualismo metodológico, cujo ponto de partida está inserido nessas relações, principalmente do ponto de vista da regulação econômica.

A SEAE tem, em virtude das competências atribuídas ao Ministério da Fazenda, Art. 70 da Lei nº 9.069, de 29.06.1995 (Lei do Real), a função de fixar normas e critérios para a concessão de reajustes e revisões de preços públicos e tarifas de serviços públicos

A reflexão teórica, segundo Boyer (1990), permite identificar na regulação o

processo de promoção do conjunto de racionalidade limitada, referente às decisões múltiplas e descentralizadas de produção e de troca, bem como à possibilidade de coerência do sistema como um todo. O modo de regulação identifica-se como um conjunto de procedimentos e comportamentos, sejam individuais ou coletivos, cujo foco deve ser a reprodução das relações sociais fundamentais e a sustentação do regime de acumulação, além de permitir garantias de decisões descentralizadas e a necessária interiorização dos princípios de ajuste do sistema, por parte dos agentes econômicos.

O conceito de regulação confunde-se com noção de equilíbrio clássico, apesar das incertezas quanto ao verdadeiro significado do termo, que, dentre outras concepções, exclui a relação incestuosa do Estado com o capitalismo monopolista e da possível inserção do socialismo. O regime de regulação não corresponde à “inevitável sucessão do capitalismo de concorrência, do monopolismo e o do capitalismo monopolista de Estado” (Boyer, 1990:85).

“O objetivo central da regulação de atividades econômicas não é promover a concorrência como um fim em si mesma, mas aumentar o nível da eficiência econômica dos mercados correspondentes” (Possas, Ponde & Fagundes, 1997:86). A partir dos anos 80, este tema tem sido amplamente discutido, em razão das mudanças advindas do mundo globalizado. Neste caso, os objetivos podem ser considerados comuns, já que o aumento da concorrência é fator de considerável importância para se ter maior eficiência.

Apesar do risco do termo regulação estar sujeito a situações que busquem sentidos diferenciados, procura explicar os possíveis desequilíbrios econômicos de economias capitalistas, com maior parcela de ortodoxia liberal. Neste sentido, a regulação pode ser entendida como “a conjunção dos mecanismos que promovem a reprodução geral, tendo em vista as estruturas econômicas e as formas sociais vigentes” (Boyer, 1990:46), sendo este um ponto consensual para todos os que buscam a regulação.

Gomes & Salas (1999:15-16) afirmam que a globalização da economia mundial faz:

com que as atividades não programadas sejam cada vez mais importantes, embora muito mais difícil de se lidar. O reflexo dessa tendência observada nos dias atuais pode ser visto, na menor importância dada às atividades industriais. Os aspectos de incerteza sobre o impacto e influência das mudanças no comportamento e no resultado; a influência da

interação de diferentes e múltiplos aspectos organizacionais externos; e a margem de autonomia que sempre possuem as pessoas na forma de orientar seus comportamentos, e cuja redução mediante uma formalização rígida pode produzir efeitos disfuncionais.

Da análise do processo de regulação tem-se a aproximação dos conceitos de concorrência e eficácia, que, para Possas, Ponde & Fagundes (1997:87) são o mesmo que eficiência produtiva, distributiva e alocativa. Para a introdução dos elementos dinâmicos na análise da política de regulação, deve-se ter em conta a relação de tempo entre rentabilidade, eficiência presente (alocativa) e eficiência futura (seletiva), expressa na melhoria dos serviços e produtos.

Segundo Borenstein et all (1999:75)

Keynes, percebendo a limitação da regulação privada da economia e do liberalismo clássico de Smith, propôs a ampliação da intervenção regulada do Estado no Sistema econômico. Sua proposta se baseava no gerenciamento da demanda agregada da sociedade, através da ampliação da participação do Estado na vida econômica, de forma a elevar o nível da renda e do emprego.

Quanto às razões apontadas para o estabelecimento dos mecanismos que regulam a atividade econômica e que são parâmetros para a caracterização do desenvolvimento econômico, são citadas: as formas que configuram o processo de remuneração do fator trabalho; as definições das formas de gestão monetária; a participação nos mercados externos; os critérios de participação do Estado na economia, não só como regulador mas como incentivador da economia como um todo.

Aglietta (*apud* Boyer, 1990) entende que:

Regulação de um modo de produção é buscar traduzir a maneira como se reproduz a estrutura determinante de uma sociedade e suas leis gerais. Como afirmado anteriormente, uma teoria da regulação social é uma alternativa global à teoria do equilíbrio geral [...]. O estudo da regulação do capitalismo não pode ser a busca das leis econômicas abstratas. É o estudo da transformação das relações sociais criando novas formas, ao mesmo tempo econômicas e não-econômicas, formas organizadas em estruturas e formas que reproduzem uma estrutura determinante, o modo de produção...

A participação regulatória do Estado envolve tanto a concorrência quanto a eficiência econômica, indicada como alocativa. No que respeita aos mecanismos de regulação, Possas, Ponde & Fagundes (1997) comentam que a regulação reativa de mercados apoia-se na lei de defesa do consumidor, que, no caso do Brasil, oferece apenas o controle preventivo de atos de concorrência econômica (art. 54, da Lei

8.884/94). Esta legislação, de caráter antitruste, tem por objetivo a promoção da economia competitiva, através de ações fiscalizadoras que sejam capazes de impedir ou limitar o poder monopolista do mercado. Tais controles devem abranger, de forma geral, não somente os acordos individuais entre pequeno número de vendedores, no sentido da monopolização dos preços, mas também nos casos das fusões e aquisições de empresas, com maior possibilidade de dominação do mercado.

Pelo princípio do liberalismo econômico, segundo Hunt (1989:60-83), a competição era considerada como um importante instrumento na solução dos problemas econômicos; no que concerne às imperfeições de mercados, afirma que o monopólio sempre foi um causador de desconforto, quando da busca do bem-estar social. Conclui-se pois, que os mercados competitivos foram mais desejáveis, dada a eficiência econômica que apresentam frente aos concorrentes.

Em razão dos problemas sociais criados pelos mercados imperfeitos, em especial o monopólio, o processo de regulamentação pode ser considerado como um instrumento inibidor dos monopólios empresariais. No caso específico dos setores da economia em que prevalece o monopólio natural, citam-se as empresas prestadoras de serviços essenciais (*utilities*), a regulamentação é mais freqüente. No caso do setor de energia elétrica, a regulamentação tarifária é um dos aspectos mais importantes, tendo em vista estar inserido no contexto de um regime de monopólio natural, que necessita garantir tanto a rentabilidade do investidor quanto a preservação dos interesses dos consumidores.

Destaque-se que, no caso do setor elétrico, a regulação ativa não está voltada para a indução da maior concorrência, mas sim para a substituição de instrumentos e metas administrativas que focam o planejamento estratégico. Portanto, como em outras atividades econômicas, podem ser caracterizadas as falhas de mercado, justificando a ação regulatória. Todavia “para as atividades sujeitas à supervisão relativa da lei de defesa da concorrência, considera adequado estimular a concorrência quanto a possíveis prejuízos” (Possas, Ponde e Fagundes, 1997: 87-89).

Resumindo, antes da Lei 8.631/93, o Setor de Energia Elétrica tinha sua estrutura assentada em grandes monopólios estatais, verticalizados, caracterizados por concessões regionalizadas, em que os Estados exerciam o poder de supervisão, como decorrência de uma configuração associativista entre as empresas, pela

utilização comum dos sistemas considerados interligados. Isso, até o advento da referida lei que garantiu a expansão do sistema elétrico e suas fontes de financiamento, alicerçada no conceito de eficiência econômica, pautada na economia de escala das grandes geradoras e na expansão contínua da demanda, que definia o retorno dos níveis de investimento.

Segundo Vinhais e Santana (2000:3):

Um grande problema relacionado com a questão da eficiência, e que reflete na regulamentação econômica, estaria associado ao preço a ser cobrado ao consumidor final, já que o órgão regulador precisa ordenar o acesso à rede e regular as tarifas cobradas para o uso das redes. Neste sentido, é importante que se discuta a relação custo do livre acesso e o grau de competição daí decorrente para destacar os efeitos da competição potencial e efetiva sobre a eficiência da indústria.

2.1.1 Ampliação da eficiência econômica

O entendimento do conceito de eficiência econômica tem sido base fundamental para o desenvolvimento da teoria econômica, principalmente quanto à destinação de recursos no âmbito do sistema econômico, mediante a maximização das formas de utilização, em virtude da escassez ou através dos mecanismos de redução dos custos nas suas esferas de atuação.

Para Possas, Pondes & Fagundes (1997:87-89):

A meta de atuação regulatória não é a concorrência em si, mas a eficiência econômica, tradicionalmente identificada com eficiência alocativa. Dada a inviabilidade operacional, e em muitos casos inclusive teórica, de alterar a estrutura de mercado numa direção mais competitiva, ambos os enfoques regulatórios em geral dispensam-na como objetivo central, satisfazendo-se quer com a presença de concorrência potencial numa estrutura concentrada (ameaça de entrada), no caso da regulação reativa, quer com a administração dos preços.

Para esses autores, o objetivo central da regulação é acima de tudo o alcance da eficiência econômica nos mercados, o que vai muito além da simples busca de competição como finalidade precípua.

Daí a necessidade de se falar em eficiência econômica do ponto de vista teórico, já que no seu esboço a pesquisa busca averiguar e definir uma tarifa que seja ideal na definição da margem de lucros decorrente dos preços a serem pagos pelo kWh, bem como indispensável para que a alta direção “possa contemplar o processo de controle com base em uma perspectiva global e desenhar um sistema de controle

financeiro de forma coerente com o contexto em que opera” (Gomes & Salas, 1997:14).

Destaque-se que, no caso do setor elétrico, a regulação ativa não está voltada para a indução da maior concorrência, mas sim para a substituição de instrumentos e metas administrativas que focam o planejamento estratégico. Conforme os princípios da teoria econômica, os conceitos de eficiência são utilizados para a definição de modelos que são utilizados na combinação de recursos e resultados. Desta forma, segundo Possas et all (1997), esses conceitos são: eficiência produtiva e eficiência alocativa ou econômica.

- A **eficiência produtiva** constitui-se na habilidade de evitar desperdícios, produzindo tantos resultados quanto os recursos utilizados permitem, ou utilizando o mínimo de recursos disponíveis. Para Wessels (1998), está associada aos conceitos de racionalidade econômica e produtividade material, revelando a capacidade da organização de produzir o máximo de resultado com o mínimo de recursos. Varia em função das diferenças nas tecnologias de produção; diferenças ambientais; e diferenças no processo de produção, Figura 1.

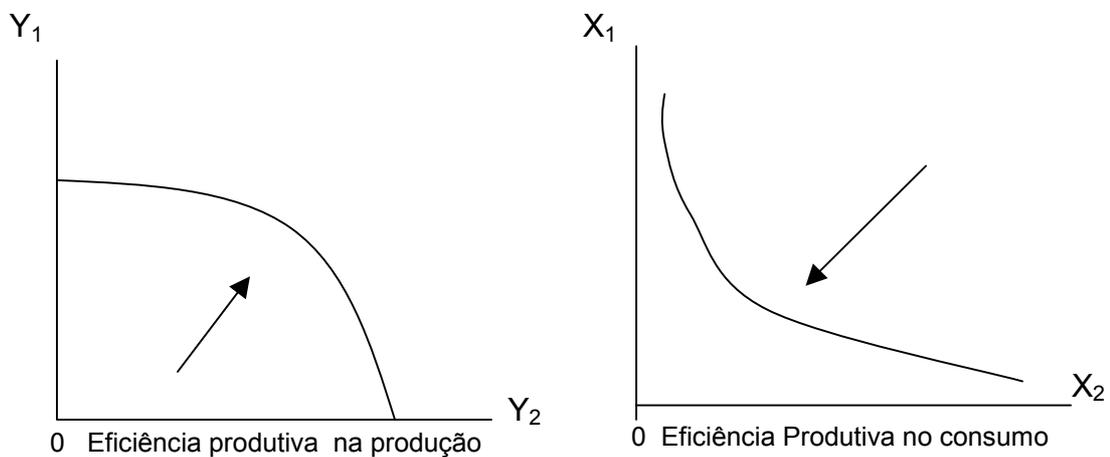


Figura 1 – Eficiência Produtiva

De acordo com Possas, Ponde & Fagundes (1997:86):

A eficiência produtiva consiste na utilização com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada e tecnológica, podendo gerar dúvidas em termos de engenharia, mas tem sentido econômico; a eficiência distributiva refere-se à capacidade de eliminação, por meio de concorrência ou de outro dispositivo, de renda monopolista ou outros ganhos temporários por parte dos agentes individuais; e a eficiência alocativa é sinônimo de eficiência econômica, sendo o caso em que se realiza o maior volume de transações econômicas, gerando a maior renda agregada possível...

No ambiente econômico inovativo, como destacado por Schumpeter (1982), margens de lucratividade acima do nível competitivo podem ser não só toleráveis, mas até certo ponto desejáveis, de forma a viabilizar investimentos em outros ativos de maior ou menor risco.

Segundo Possas, Ponde & Fagundes (1997:89):

O mínimo de que se necessita para introduzir tais elementos dinâmicos na análise e na política regulatória é levar em conta, no referencial analítico, um *trade off* intertemporal entre rentabilidade, vale dizer eficiência (alocativa) presente, e eficiência (seletiva) futura, expressa na expectativa de novos e melhores produtos e processos...

- A **eficiência alocativa** confunde-se com eficiência econômica, dada sua característica paretiana, por considerar que o maior número de transações é alcançado, que maior renda é gerada e que os agentes econômicos maximizam satisfações sem causar prejuízo aos concorrentes.

Define-se a eficiência alocativa pela habilidade de combinar recursos e resultados em proporções ótimas, considerados os preços vigentes. Isto significa a escolha ótima do conjunto certo de produtos. Também significa usar o conjunto certo de bens e serviços produtivos. A obtenção da eficiência alocativa pressupõe o conhecimento de taxas de substituições (preços relativos) entre os recursos e os resultados, Figura 2.

Um terceiro conceito é o de eficiência seletiva, voltado para a natureza estática do ponto ótimo de Pareto, que, segundo a interpretação de Schumpeter (1982), possui a capacidade, enquanto ambiente competitivo, de induzir e selecionar inovações de produto e de processo, que possam levar à redução dos preços e custos, e à melhoria da qualidade dos produtos.

No âmbito da eficiência econômica, para Seldon & Pennance (1992) o que se viu foi que, com a interferência do Estado, as empresas, de forma geral, se tornaram endividadas. Desta forma, reduziu-se a capacidade de geração interna de caixa, dificultando a realização de investimentos para o atendimento à expansão do Sistema Elétrico e mesmo para a cobertura do serviço da dívida. Exigiu-se a estruturação de um novo modelo institucional.

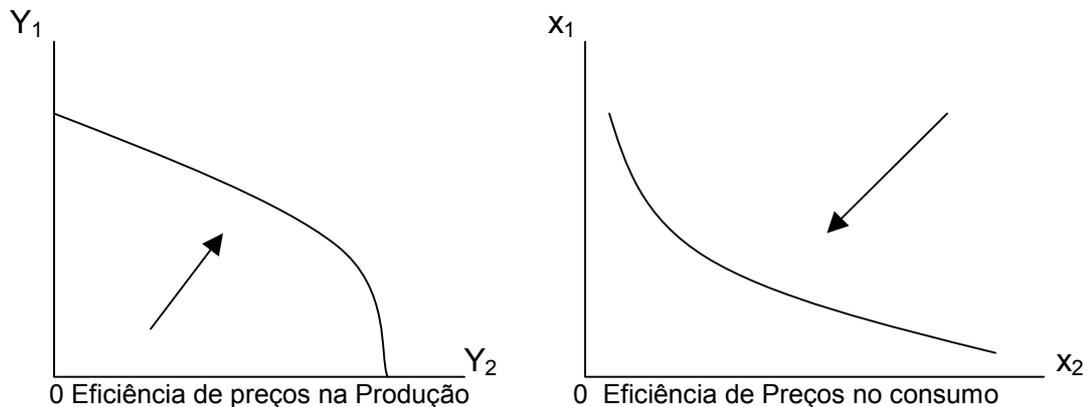


Figura 2 – Tipos de Eficiência Alocativa

Conforme Seldon & Pennance (1992:178):

Eficiência econômica relaciona-se ao produto mediante o custo unitário dos recursos nele empregados. Contrasta com a eficiência técnica, que mede o produto de energia por unidade energética aplicada, A diferença é que a eficiência econômica se refere a custo e a valor.

De acordo com os estudos realizados pela ABRADDEE (2001), o atual modelo não se deve concretizar a médio prazo, apesar da constatação de que os custos de geração no Brasil são menores que em outros países, em função da imensa bacia hidrológica existente no país.

Estudos da ABRADDEE (Op. Cit.), confirmam a necessidade de investimentos, principalmente para a expansão das linhas de transmissão de energia elétrica, necessárias para o atendimento do sistema interligado.

Paralelamente, tem-se, conforme legislação vigente, o impacto da obrigatoriedade de venda de energia gerada por período de 20 anos, fato que amplia os riscos de aplicação de recursos na atividade de energia, em razão dos preços exorbitantes em relação aos que são praticados atualmente em nível de mercado. Assim, constata-se, até certo ponto, uma participação inibida dos agentes financiadores, em razão da escassez de garantias.

Outra condicionante é a necessidade de recursos para investimentos em Geração, principalmente para os níveis superiores a 30 MW, que exigem licitação e projetos especiais dependentes de estudos e aprovação da ANEEL, incluindo-se nessa condicionante a aprovação e análise dos recursos hidrológicos a serem utilizados.

Para Gitman (1997:202-211):

O risco, em seu sentido fundamental, é definido como a possibilidade de um prejuízo financeiro ou mais formalmente a variabilidade de retornos associada a um determinado ativo. Os ativos que possuem grandes possibilidades de prejuízos são vistos como mais arriscados que aqueles com menos possibilidades de prejuízo. O risco deve ser considerado não apenas em relação ao período corrente de tempo, mas também como uma função crescente de tempo.

Dessa forma, a tão esperada concretização da eficiência econômica merece maiores discussões e estudos para qualquer conclusão, quanto ao desfecho; porém, urge verificar a necessidade de implementação de uma margem tarifária que seja ideal para a cobertura, não só dos custos operacionais, mas também das garantias de recursos para manutenção do mínimo de investimento, assegurando o fornecimento aos níveis mínimos exigidos pela concessão.

2.1.2 Modelo institucional para o setor elétrico

No Brasil, a crise econômica dos anos 70, com o endividamento externo oriundo do crescimento econômico e, por conseguinte, da expansão do setor elétrico, a contenção tarifária imposta a partir dos anos 80, a elevação nas taxas de juros, e a forte interferência política nas empresas estatais foram causas determinantes do colapso financeiro do setor elétrico, o que para Borenstein et al (1999) levou à paralisação do sistema, problema que persiste até os dias atuais.

Como solução para esses problemas, buscando minimizar o estado de choque do setor elétrico e gerar investimento capaz de atender ao elevado crescimento da demanda, na ordem de 5,0 % (Eletrobrás, Boletim informativo, 2000), algumas tentativas de ajuste tarifário foram realizadas, ainda que sem resultados, já que os ajustes propostos pelo Governo jamais foram suficientes para o saneamento econômico-financeiro das empresas.

Os baixos níveis das tarifas reais requeriam a necessidade de recomposição tarifária, o que, de certa forma, contribuiu para o crescimento da inflação. Essa realidade mostrava-se contraditória, uma vez que a elevação dos preços internos foi causa e efeito, ao mesmo tempo, tornando-se necessária uma saída, tanto de ordem política quanto técnica, no tocante aos reajustes de preços.

Essa situação se alterou de forma radical no limiar dos anos 90, com a

implantação da política externa de desverticalização e ampliação dos níveis de concorrência - conforme explicado anteriormente - das empresas estatais, forçando a substituição do Estado por capitais privados e a busca de um processo de regulação.

Diante desse panorama, iniciou-se no Brasil, em 1993, a reforma institucional do Setor Elétrico, com foco voltado para a garantia da expansão do sistema, mediante transferência das concessões do serviço de energia elétrica para a iniciativa privada.

Ao Estado, coube o papel de agente regulador, na idéia de que as mudanças abririam as possibilidades de ingresso de capitais, com a conseqüente participação do setor privado nos investimentos de distribuição e principalmente de geração de energia elétrica, garantindo, assim, o atendimento a um mercado consumidor em expansão acelerada.

Essa abertura iniciou-se com os efeitos da Lei 8.631, de 14.03.1993 e foi ampliada com a promulgação da Lei 8.987, de 13.02.1995 – Lei das Concessões de Serviços Públicos – e da Lei 9.047, de 19.05.1995 – Lei Setorial – a partir de quando, passa na verdade a vigorar o novo modelo. São introduzidas alterações substanciais, entre elas: licitação de novos empreendimentos de geração; instituição do Produtor Independente de Energia, com atuação regulamentada pelo Decreto nº 1.717, de 24.11.1996, e a flexibilização e escolha de supridores por parte dos grandes consumidores.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, criada pela Lei nº 9.427, de 26.12.1996, tem as funções de órgão regulador e fiscalizador, cujo objetivo, segundo os princípios dessa legislação, é atuar nas esferas da produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica em todo o país.

Em aditamento ao processo de regulamentação do Modelo Institucional, destaca-se a Lei nº 9.433, de 08.01.1997, responsável pela instituição da Política Nacional de Recursos Hídricos e da criação do Sistema Nacional de Gerenciamento dos Recursos Hídricos. Registre-se o Decreto nº 2.335, de 07.10.1997, que constitui e aprova o Regimento Interno da ANEEL; a Resolução nº 456, de 29.11.2000, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, em sintonia com os termos da Lei nº 8.078, de 11.09.1990 – Código de Defesa do Consumidor.

Com a aprovação do Regimento Interno da Agência Nacional de Energia Elétrica

- ANEEL, pela Portaria MME nº 349, de 28.11.1997, estabelece-se o sistema de Controle de Gestão daquela Agência. Ainda, como seqüência das fases anteriores, destaca-se a assinatura e publicação do Decreto 2.410, de 28.11.1997, dispondo sobre o cálculo e recolhimento da taxa anual de fiscalização de serviços públicos de energia elétrica.

Como complemento da institucionalização do Setor de Energia Elétrica, destaca-se, a partir de 1998, a reestruturação da ELETROBRÁS; a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE); a constituição do Operador Independente do Sistema e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). E o fato não menos importante foi que com o processo de institucionalização, tornou-se possível a participação da iniciativa privada na distribuição de energia elétrica.

Em 1999 continuando o processo de regulamentação, destacam-se os efeitos da Resolução ANEEL nº 333/99, que define as condições de implantação de instalações de uso privativo para atuação de permissionárias de serviço público de energia elétrica e fixa regras para a regularização das cooperativas de eletrificação.

Esse processo tem seqüência com a normatização e definição dos montantes de energia, demanda de potência e as respectivas tarifas, possibilitando às empresas de geração e de distribuição assinarem os contratos iniciais (contratos entre geradores e distribuidoras). Regulamenta, por outro lado, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, para os agentes de geração e os consumidores livres.

2.2 Reforma tarifária

Teoricamente a reforma tarifária, de modo geral, nasceu da ação governamental de implantar um novo modelo de desenvolvimento, que viesse promover a liberação das restrições burocráticas impostas pelo Estado à sociedade. Para Magalhães (1995:7-11), os instrumentos propostos para a busca desta política econômica passaram necessariamente pela desestatização, desregulamentação e a liberação das forças de mercado.

Assim, o exemplo clássico é do monopólio natural, onde se verifica um mercado com aproveitamento das economias de escala e de escopo, esta última com relevância no setor elétrico, onde as características de demanda e de oferta permitem segmentar a energia produzida em diversos produtos.

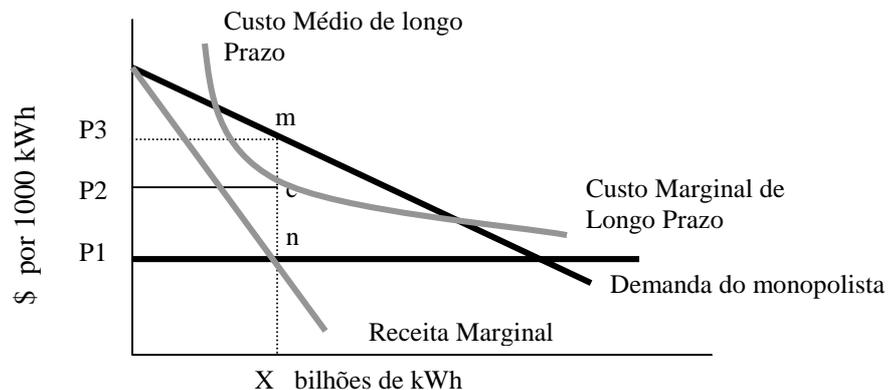
Segundo O'Sullivan & Sheffrin (1998):

No monopólio natural a entrada de uma segunda firma tornaria o preço de mercado menor do que o custo médio de produção, o que propicia as condições para que apenas uma firma opere no mercado. Neste caso, uma única firma é lucrativa, mas duas firmas perderiam dinheiro. Logo a entrada é interrompida após a entrada da primeira firma.

Segundo O'Sullivan & Sheffrin (1998), um monopolista pode utilizar suas curvas de receita e custo médio para determinar quanto produzir e que preço cobrar. Isso é demonstrado pela aplicação do Princípio do Cálculo Marginal – aumente o nível de uma atividade se seu benefício marginal excede seu custo marginal, mas reduza o nível se o custo marginal excede o benefício marginal.

Tem-se, neste caso, uma curva de custo médio de longo prazo para uma geradora de energia elétrica, negativamente inclinada e relativamente mais íngreme, refletindo as grandes economias de escala na oferta de energia elétrica (Figura 3). Neste caso, se uma única firma fornece energia elétrica, a sua curva de demanda é igual à curva de demanda de mercado.

A curva de custo médio é negativamente inclinada em decorrência dos benefícios da diluição dos custos dos insumos indivisíveis. O monopolista escolhe o ponto n (Receita marginal = Custo marginal), ofertando x bilhões de kWh ao preço \$P3 (ponto m) e ao custo médio de P2 (ponto c). O lucro é $$(P3 - P2)$.



Preço	Quantidade	Receita marginal	Custo marginal	Custo médio	Lucro por unidade
\$P3	x bilhões	\$P1	\$P1	\$P2	$(P3 - P2)$

Fonte: (O'Sullivan & Sheffrin, 1998:164).

Figura 3: Aplicação do princípio do cálculo marginal por um monopolista para determinar o preço e a quantidade

A regulação tarifária é um dos aspectos mais importantes da regulamentação dos

serviços públicos, tendo em vista a necessidade, em um regime de monopólio natural, de se garantir tanto a rentabilidade do investidor, quanto a preservação dos interesses dos consumidores. Porém, segundo Pires & Piccinini (1998), no ambiente de monopólio puro o processo de tarifação poderá enfrentar o desafio de resolver tensões entre eficiência alocativa, distributiva e produtiva, além de introduzir mecanismos de indução à eficiência dinâmica.

2.2.1 Tarifação de energia elétrica

Historicamente, até a outorga do Código de Águas, através do Decreto nº 24.643, de 10.07.1934, a legislação que regulava os serviços de energia elétrica resumia-se na lei nº 1.145, de 31.12.1903 e no Decreto nº 5.407, de 10.12.1904, que regulamentava de forma geral a concessão dos serviços de energia elétrica, desde que estes se destinassem ao fornecimento a serviços públicos federais. Este Decreto não se aplicava aos concessionários estaduais e municipais.

Adotava-se, nos serviços de energia elétrica, o regime contratual de tarifas fixas, também denominadas tarifas máximas. A operação dava-se sob o ponto de vista de gestão empresarial, com empresas operando em sistema de risco, não havendo garantia por parte do Poder Concedente, no que diz respeito à remuneração do investimento, amortização e depreciação dos ativos vinculados ao serviço.

A partir da revisão dos dispositivos legais que instituíam normas para a utilização das águas no Brasil, com vistas à adoção de medidas que garantissem o aproveitamento racional da energia elétrica de origem hidráulica, foi outorgado pelo Decreto nº 24.643, de 10.07.1934, o Código de Águas. Através deste Código as tarifas seriam fixadas trimestralmente, utilizando-se o método do serviço pelo custo.

Registre-se legislação subsequente e correlata à decretação do Código de Águas, em especial o Decreto-lei nº 3.128, de 19.03.1941, dispondo sobre o critério de tombamento dos bens patrimoniais das empresas que operavam os serviços de eletricidade. O Decreto nº 5.764, de 19.08.1943, além de dispor sobre as normas contratuais, regulamentou também as formas de fixação dos preços, os quais somente poderiam ser modificados por expressa aprovação do Governo, pelos critérios de semelhança e razoabilidade.

Em 24.08.1950, através do Decreto nº 28.545, criou-se o primeiro plano de contas para as empresas que operavam no ramo de energia elétrica. Este plano tinha por objetivo uniformizar o sistema de contabilidade das concessionárias. Em

1957, com a assinatura do Decreto-Lei nº 41.019, de 26.02.1957, foi regulamentado o serviço de energia elétrica, definindo os componentes do custo do serviço e introduzindo o conceito paradoxal de excesso de insuficiência de lucros em relação à taxa de remuneração do investimento, a chamada Conta de Resultados a Compensar, com a criação de adicionais tarifários.

Apesar dessa legislação, somente através do Decreto nº 62.724, de 17.05.1968, é que se estabelecem as normas gerais de tarifação, graças a classificação geral dos consumidores e a estrutura básica de tarifas. A remuneração legal dos investimentos foi instituída pela Lei nº 5.655, de 20.05.1971, seguindo-se do Decreto nº 69.721, de 09.12.1971, que dispõe sobre a quota de reversão a ser computada no custo do serviço e regula a aplicação dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR.

Sobre a aquisição da energia de Itaipu, criação do GCOI, Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), houve a assinatura do Decreto nº 73.102, de 07.12.1973. Em 26.12.1974, com o Decreto nº 1383, criou-se a quota de garantia, estabelecendo a equalização tarifária em todo o país, pela utilização da Reserva Global de Garantia (RGG).

Com o Decreto-Lei nº 1506, de 23.12.1976, foi adotada a nova sistemática para o cálculo do custo do serviço, sendo a característica marcante deste dispositivo de ordem legal o critério “*pro rata tempore*”. O Decreto nº 86.463, de 13.10.1981, alterou o Decreto nº 41.019, de 26.02.1957, que regulamentava os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17.05.1968, que estabelecia normas gerais de tarifação. Pelo Decreto nº 2.432, de 27.05.1988, substituiu-se a Reserva Global de Garantia pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR.

As mudanças estruturais iniciadas, por força da lei nº 8.631, de 04.03.1993, alteram todos dispositivos anteriores e indicam uma tendência geral de estímulo à competição nos segmentos de geração e comercialização da energia elétrica, de liberação do acesso aos sistemas de transmissão e de quebra dos monopólios da distribuição.

Segundo os princípios básicos da referida legislação, reforçada pela Lei de Concessões de Serviços Públicos, a Lei 8987, aprovada em 13.02.1995, as mudanças visam à eficiência global do setor, por intermédio do desafio concorrencial, exigindo das empresas, de forma geral, um conhecimento dos

sistemas de custeio, capaz de imprimir formas eficientes de determinação dos preços.

As mudanças preconizadas para o setor elétrico impõem a separação do produto - energia e serviço - principalmente distribuição e transmissão, permitindo aos consumidores escolherem supridores de energia elétrica, mesmo estando sujeitos ao monopólio natural.

Com as características impostas aos novos contratos, imprimem-se condições de atendimento que exigem requisitos técnicos, com definição de diferentes preços por área do sistema, em função das novas condições delineadas, quais sejam: a definição de formas de como devem o consumo e a produção desviar-se dos valores contratados no longo, médio e curto prazos. Tornam-se necessárias metodologias especiais quanto ao enfrentamento dos processos de monitoramento das condutas empresariais que emergem da interação entre o tamanho do mercado e a razão entre custos de transação e custos de produção.

Também devem ser consideradas as barreiras vigentes à entrada e diferenciarem-se os regulamentos impostos pelo Estado, na qualidade de concedente, além da criação visionária e inovadora da nova forma de determinação do custo, a partir de um novo plano de contas, instituído com o advento da legislação vigente em substituição ao criado em 1950.

Barreiras à entrada, para Schumpeter (1982), correspondem à inserção de fatores em um mercado potencialmente competidor, em desvantagem frente aos agentes econômicos estabelecidos neste mercado. São fatores que constituem as barreiras à entrada: custos fixos elevados, custos afundados, barreiras legais ou regulatórias, recursos de propriedade das empresas instaladas, economias de escala, grau de integração da cadeia produtiva, fidelidade dos consumidores às marcas estabelecidas e a ameaça de reação dos competidores.

Segundo registros do MF-SEAE (2001):

Custos afundados (*sunk costs*) são custos que não podem ser recuperados quando a empresa decide sair do mercado. A extensão dos *sunk-costs* depende principalmente: 1) do grau de especificidade do uso do capital; 2) da existência de mercados para máquinas e equipamentos usados; 3) da existência de mercados para o aluguel de bens de capital; 4) do volume de investimentos necessários para garantir a distribuição do produto (gastos com promoção, publicidade e formação da rede de distribuidores).

As barreiras legais ou regulatórias têm origem no âmbito do governo, com a finalidade de permitir a instalação e o funcionamento de uma empresa, tais como as licenças comerciais. Representam, na prática, acréscimo nos custos afundados, quando sua superação implicar custos elevados ou quando puderem simplesmente excluir a possibilidade de entrada para um determinado conjunto de agentes.

Para Ferguson (1990), nas economias de escala o custo médio é reduzido quando a produção cresce, a preços dados de insumos. A mesma forma se dá, quando o custo total de produção é inferior ao somatório do custo total dos concorrentes para a realização desta mesma produção.

Se uma empresa pode produzir dois bens finais ou serviços, a um menor custo que suas congêneres especializadas em cada um, caracteriza-se o conceito de economia de escopo (cita-se como exemplo a empresa que comercializa energia elétrica que é fornecida nos horários de ponta e fora da ponta).

Tanto para o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (1985) quanto para a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2000), o processo de tarifação de energia elétrica passou por critérios rígidos previstos na legislação específica, que utilizava tabelas próprias de custos, mediante a classificação dos consumidores. A tarifa era, assim, o conjunto de valores estipulados pela planilha de custo do serviço.

Fatores diversos influenciavam na determinação das tarifas. No Brasil, o problema de tarifação agravou-se bastante a partir dos períodos de aceleração inflacionária nos preços. Até 1964, a remuneração dos investimentos era calculada com base nos custos históricos o que, com o decorrer dos anos, veio imputar às empresas elevado grau de prejuízos, reduzindo substancialmente a margem de recursos para o cumprimento das programações previstas para o atendimento ao consumidor final, sua meta e visão.

Paralelamente aos critérios tarifários e às fórmulas convencionais da ciência econômica, o preço da eletricidade tem por base os princípios gerais da economia industrial. Desta forma, teoricamente, tem-se que o preço determinado para os serviços de energia elétrica deveria e deve proporcionar rendimentos atrativos ao capital e ao trabalho, voltados para a produção e para o comércio, sem se afastar do interesse do consumidor final.

Até 1995, basicamente, os critérios para a composição dos custos e determinação dos preços deveriam atrelar-se à competição – livre iniciativa em

mercado aberto; critério do custo pelo serviço – monopólio regulamentado; e os critérios especiais – alternativas intermediárias derivadas de composições entre os dois primeiros. Segundo Santana (1987:11):

Para que se tenha uma política de investimento compatível com uma demanda crescente, é necessária uma política tarifária que, mesmo sem causar aumento excessivo no índice geral de preços, forneça ao setor recursos suficientes para a expansão de suas atividades.

As medidas propostas para as empresas com vistas ao seu reequilíbrio econômico-financeiro, deveriam reportar-se ao processo de gestão empresarial, com foco na racionalização dos gastos relativos a custeio e investimento, eliminação de desperdícios, melhor tecnologia, aperfeiçoamento e desenvolvimento de recursos humanos, redução do número de acidentes, melhor utilização de métodos de gestão, redução do grau de inadimplência, adequação do grau de endividamento à capacidade de geração de receitas, melhor qualidade do serviço prestado, otimização do padrão de atendimento ao consumidor e implementação de programas internos de melhoria de qualidade e produtividade.

“A classificação dos custos deve observar a relevância para a tomada de decisão, onde os custos relevantes são aqueles que se alteram dependendo da tomada de decisão” (Bornia, 2001:8). Assim, para o processo de gestão empresarial, as filosofias básicas tiveram que ser seguidas pelos sistemas de custeios das empresas.

Com relação às tarifas procurou-se assegurar a recuperação e a estabilidade das tarifas de energia elétrica, com vistas a orientar os investimentos de todos os agentes econômicos e propiciar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A ANEEL foi criada (Lei nº 9.427, de 26.12./1996), com o objetivo de estabelecer bases regulatórias para o novo mercado de energia elétrica, tendo como principais atribuições, além de regular e fiscalizar o setor, fixar tarifas e padrões de qualidade, estimular a eficiência econômica da concessão, manter lucrativo o investimento realizado pelos acionistas, universalizar os serviços – livre acesso - e evitar abusos na estrutura dos custos do sistema

Para o Governo, a reestruturação deve ser encarada como um processo cujo resultado contemple novas opções tecnológicas, garanta serviços de alta qualidade e confiabilidade, assim como custos e tarifas que proporcionem o aumento da competitividade da economia do País. Deve estabelecer um mercado competitivo

que possa assegurar baixos custos e tarifas mais reduzidas, permitindo elevada qualidade de serviço e eficiência dos agentes públicos e privados, além de controle adequado de gestão.

2.2.1.1 Critérios e metodologias para formação das tarifas

Para o estudo da formação de tarifas é necessário o conhecimento de certas definições, como as de monopólios naturais, mercados contestáveis e regulação econômica para o setor por serem esses elementos a base para caracterizar a precificação (ou processo de valoração).

De acordo com os dados da ANEEL (2001):

A tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores finais regulados representa a síntese de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O seu valor deve ser suficiente para preservar o princípio da modicidade tarifária e assegurar a saúde econômica e financeira das concessionárias, para que possam obter recursos suficientes para cobrir seus custos de operação e manutenção, bem como remunerar de forma justa o capital prudentemente investido com vista a manter a continuidade do serviço prestado com qualidade desejada.

A legislação tarifária representa a infra-estrutura legal, sobre a qual se fundamenta a composição dos níveis de preços dos serviços de eletricidade no Brasil. O escopo desta pesquisa destaca os principais dispositivos legais que alteraram, no transcorrer dos anos, os critérios e metodologias de cálculo das tarifas, mediante alterações de seus componentes.

Para o DNAEE (1985), do Código de Águas, criado através do Decreto nº 24.643/34, até a instituição da Nova Tarifa de Energia Elétrica, vários critérios e metodologias foram implantadas, até o início da década de 1980, quando se realizou um estudo mais completo, com o objetivo de certificar-se das tendências de estudos anteriores, relativos à estrutura do sistema tarifário, com base nos custos marginais, cuja premissa enfocava o estudo da viabilidade da aplicação das tarifas, segundo a Teoria Marginalista, considerada viável pelos técnicos do setor .

Dos estudos realizados, tendo como ponto de partida o resultado de trabalhos iniciados na referida década e com a publicação do Decreto nº 86.463/81, os esforços centraram-se basicamente em dois pontos, segundo dados do DNAEE (1985):

- i) aperfeiçoamento da metodologia de cálculo dos custos e de caracterização

da carga no sistema elétrico, através dos modelos probabilísticos de análise de comportamento de redes de interconexão, regionalização de custos de produção, métodos econométricos de cálculos de custos de desenvolvimento de redes de interconexão, repartição e distribuição, técnicas de realização de campanhas de medidas, métodos de análise de carga, modelo de previsão de curvas de carga e métodos de cálculos para a passagem dos custos marginais;

ii) aplicação das tarifas de fornecimento para grandes consumidores, pela divulgação dos conceitos básicos no âmbito das empresas de energia elétrica e do melhor conhecimento das tarifas, por parte dos consumidores finais, além do desenvolvimento de novas tecnologias de equipamentos de medição e melhor solução dos problemas nos níveis jurídico, comercial e econômico-financeiro.

Em seqüência aos estudos realizados na década de 1980, amplia-se, na década de 1990, a revisão da estrutura dos serviços de fornecimento de energia elétrica no Brasil, cujo marco foi a publicação da Lei nº 8.631/93, regulamentada pelo Decreto Nº 774, de 18.03.1993, que culminou com a unificação das tarifas.

Do período, ocorre a extinção do serviço pelo custo, a Conta de Resultados a Compensar e a modificação da forma de rateio da Conta de Consumo de Combustíveis. Formam-se os consórcios de geração, institui-se o Sistema Nacional de Transmissão, e pela Lei nº 8.987/95, conforme exposto anteriormente, realiza-se a outorga das concessões e autorizações. Finalmente, tendo em vista os termos da Lei nº 9.427/96, a ANEEL assume a competência de estabelecer tarifas.

Borenstein et all (1999), analisando o trabalho desenvolvido pela *Coopers & Lybrand* relativamente às medidas desenvolvidas em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, envolvendo a participação dos diversos setores, salienta que os referidos consultores comentam sobre as recomendações implementadas de forma gradativa, que resultaram na publicação da Lei 9.648 de 27.05.1998.

Deve-se destacar que, a partir de 1994, a prestação do serviço de energia elétrica tem custos bem diferenciados em função da sazonalidade, com os impactos na geração, em vista de problemas de caráter hidrológicos e em razão das características dos consumidores, definição de cargas dos horários estabelecidos para definição das tarifas, além da exigência legal para que o fornecimento seja garantido.

Nesta visão, a própria legislação reconhece a necessidade de se preservar o princípio de equilíbrio econômico-financeiro das empresas e, para isto, foram

assinados, a partir de 1997, os contratos de concessão, mediante a especificação de mecanismos de atualização tarifária: “(1) reajuste anual; 2) revisão periódica; 3) e revisão extraordinária” - Lei nº 8987/95 (com atualização determinada pelo artigo 22 da Lei nº 9648/98) – dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal.

A legislação em questão deixa claro que o objetivo é permitir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, sem afetar o equilíbrio de sua concessão, mesmo que haja majoração de preços. As revisões extraordinárias podem ser solicitadas concomitantemente aos reajustes contratuais, caso eventos fortuitos venham causar desequilíbrios à concessão. A legislação prevê igualmente, e isto é parte integrante do contrato de concessão, o uso de um fator de correção tarifária, objetivando não só imprimir “eficiência econômica”, mas também repartir essa eficiência com os consumidores finais.

A legislação que regula o processo de concessão estabelece um fator de redução, denominado de fator X, que funciona na prática como incentivo à eficiência produtiva, bem como para permitir, por parte dos consumidores, maior apropriação de ganhos de produtividade, já que quanto maior for o valor de X, menor será o valor anual de reajuste das tarifas. Para Pires & Puccinini (1998:29):

Na prática, como o redutor tarifário referente ao fator de produtividade a ser repassado para os consumidores (fator X) foi estipulado como zero, os consumidores somente serão efetivamente beneficiados com a sua aplicação caso venha ocorrer a alteração do seu valor durante a revisão tarifária.

O modelo caracteriza-se pela segmentação dos serviços em geração, transmissão, distribuição e comercialização e deve permitir a livre concorrência na geração e na comercialização de energia elétrica, pela atuação dos diversos agentes. Os casos específicos dos serviços de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais, com suas tarifas estabelecidas pela ANEEL.

As tarifas de uso da transmissão são calculadas através da metodologia nodal - fluxos e custos marginais por barramento (Resolução ANEEL nº 281, de 01.10.1999 e Nota Técnica N.º 003/1999-SRT/ANEEL, de 24.11.1999) – enquanto as tarifas de uso da distribuição têm sua estrutura definida com base nos custos marginais por nível de tensão. A comercialização é controlada pela ANEEL, que de forma semelhante aos grandes consumidores - mercado livre – permite uma estrutura de

tarifas, mediante a aplicabilidade da metodologia dos custos marginais, diferenciada segundo níveis de tensão, categorias, períodos horosazonais e faixa de consumo.

O custo marginal “é o acréscimo do custo total atribuível ao acréscimo de uma unidade na produção” (Ferguson, 1990:239). Conforme é comentado no decorrer desse trabalho, na formação das tarifas de energia elétrica será observado que o custo marginal se altera momentaneamente no âmbito do sistema, levando à simplificação dos preços e definindo, como consequência, os parâmetros necessários à estruturação tarifária.

A legislação tarifária, como mencionado, representa a infra-estrutura legal sobre a qual se fundamenta a composição dos níveis de preços dos serviços de eletricidade. No transcorrer do tempo, a metodologia e os critérios de definição das tarifas sofreram modificações de seus componentes. Mais recentemente, destaca-se o critério de tarifação pelo custo do serviço, instituído pelo Decreto-Lei nº 1506/76, cuja característica principal é a adoção do critério de capitalização *pro rata tempore*.

Segundo Bitu & Born (1994:10):

Com as mudanças em curso no setor elétrico em diversas partes do mundo, mediante a indicação de uma tendência geral de estímulo à competição nos segmentos de geração e comercialização, de liberação de acesso aos sistemas de transmissão e de quebra progressivas dos monopólios de distribuição.

Portanto, o objetivo principal passa pelo foco conceitual dos requisitos de eficiência microeconômica que sinalizam para as decisões marginais de consumo pelo critério dos custos marginais, cuja aplicação se dá ocorre por força do Decreto nº 86.463/81.

2.2.1.2 Definição da tarifa pelo princípio do custo do serviço

O regime de concessão, de características mais amplas do que a simples autorização, confere aos concessionários direitos e deveres próprios do Poder Público e que a ele são delegados pelo ato de concessão. Esse ato caracteriza o concessionário, define o objeto da concessão, fixa o prazo de vigência da mesma e indica a entidade político-administrativa (União, Estado e Município), à qual deverá reverter a propriedade do concessionário, findo o prazo de vigência da concessão.

Do ponto de vista econômico, pelo ato da concessão a União estabelece um monopólio técnico de entrada fechada, outorgando ao concessionário, por ato do Poder Público, competência para que sejam observadas as condições mínimas de

eficiência na prestação do serviço, tais como: i) manutenção das condições técnico-operacionais que garantam a excelência do serviço em quantidade e qualidade; ii) utilização mais racional e econômica das instalações; e iii) fazer com que a expansão do serviço acompanhe a evolução da demanda do mercado.

Dadas essas características, a indústria de energia elétrica defronta-se com um investimento elevado e uma remuneração relativamente modesta, tornando-se, evidentemente, pouco atrativa para capitais especulativos, considerando, ainda, o elevado custo de produção. Por isso, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas que atuam no setor de energia elétrica tem sido a constante preocupação dos legisladores, em razão de a legislação ser muito clara quanto ao que se obriga o concessionário.

O sistema de tarifação pelo custo, até então conhecido como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural, em que os preços estipulados devem remunerar os custos totais e garantir uma margem que proporcione a taxa interna de retorno suficiente para a remuneração do investimento. A aplicação desse critério exige o conhecimento adequado dos elementos que compõem o custo do serviço, através dos quais deve ser calculada a estrutura tarifária proposta para um período específico, cuja aplicação deverá fornecer a receita para a cobertura financeira desses elementos.

Para Viscusi, Vernon & Harrington Jr *apud* Pires & Piccinini (1998:9-12):

O princípio da tarifação pelo custo do serviço generalizou-se a partir da experiência dos Estados Unidos iniciada no final do século passado, com a regulação de monopólios privados de serviço público. Nos demais países não existiam tradição de regulação explícita, pois as operadoras dos serviços eram, em sua maioria, de propriedade pública, e o próprio Estado se apropriava do lucro de monopólio.

Com base em uma legislação bem definida sobre os critérios a serem seguidos nos cálculos tarifários, o Poder concedente estabelece as tarifas a serem aplicadas pelas empresas concessionárias de energia elétrica em determinado período. Contudo, na qualidade de coordenador da execução da política energética, torna-se necessário, em certas ocasiões, dispor de instrumentos capazes de interferir diretamente naquelas normas, de modo a corrigir situações conflitantes com as metas estipuladas para o setor.

No critério de determinação das tarifas pelo custo do serviço, para evitar que os

preços fiquem abaixo dos custos, o valor a ser cobrado pelo kWh, do consumidor final, deve ser obtido pela igualdade da receita bruta com a receita requerida, a fim de remunerar os custos de produção.

O custo do serviço de uma empresa de energia elétrica é constituído, de forma especial, por três componentes de custos: proporcionais à capacidade do sistema, à energia produzida e ao número de consumidores, respectivamente. Segundo a legislação mencionada, tais custos são definidos da seguinte forma:

- i) encargos relativos à demanda - atendimento das demandas máximas simultâneas de potência solicitadas pelos consumidores, reunindo os custos fixos ou custos provenientes do investimento necessário à instalação da capacidade de geração do sistema;
- ii) encargos relativos ao consumo – custos devidos aos requisitos de energia por parte dos consumidores, reunindo custos variáveis de operação ou custos proporcionais à produção de energia e relacionados com as despesas operacionais;
- iii) encargos com consumidores – custos devidos ao relacionamento direto com os consumidores atendidos pela empresa, sendo o custo unitário deste componente resultado da relação dos encargos pelo número de consumidores ligados ao sistema, independentemente da quantidade de energia fornecida;
- iv) custo total – todos os componentes de custos (demanda, consumo e consumidores).

De acordo com as normas do Poder Concedente (União), para a perfeita análise dos custos devem ser considerados todos os itens no maior grau de detalhamento possível, de modo a se chegar às melhores conclusões de análise.

Na determinação dos cálculos tarifários, o montante relativo aos encargos com consumidores é insignificante, se comparado com os encargos da demanda e do consumo, dispensando, assim, um tratamento mais adequado dos custos que integram tal parcela. Para tanto, é comum, neste caso, a realização de um rateio dos encargos com consumidores, através de outros componentes ou mediante a inclusão de forma global nos encargos relativos ao consumo.

No critério de tarifação pelo custo do serviço, o órgão regulador pode determinar a taxa de retorno pela negociação com a concessionária, mediante a adoção de princípios específicos para a remuneração dos acionistas e investidores, bem como para a determinação dos investimentos necessários à administração dos serviços.

A taxa de retorno “equivale a uma quantia de dinheiro que, em relação à quantia investida, corresponda, no mínimo, à taxa mínima de atratividade, também chamada taxa de expectativa ou taxa de equivalência” (Hirschfeld, 2000:246), que, de forma indireta, determina os preços, em função dos mecanismos de recomposição da receita.

Para Gitman (1997: 203):

Retorno representa o total de ganhos ou prejuízos dos proprietários, decorrente de um investimento durante um determinado período de tempo, é calculado considerando-se as mudanças de valor do ativo, mais qualquer distribuição de caixa durante o período, cujo resultado é dividido pelo valor do investimento no início do período.

Também se pode fixar a taxa de retorno em função do custo de oportunidade do capital, porém, neste caso, segundo Pires & Piccinini (1998: 10), “a dificuldade de sua determinação tem levado o regulador a examinar taxas de outras indústrias ou negócios similares, para definir a taxa de retorno adequada” .

Ainda, para Pires & Piccinini (1998: 10-11):

Na tradição dos Estados Unidos, a definição dessa taxa é resultado de um processo judicial de definição arbitral de um justo valor, que envolve um longo e assimétrico processo de barganha, o qual cria, inclusive, jurisprudências, o que aumenta a importância de que seja bem conduzido. Entretanto, toda essa discussão é *time consuming*, impactando a agilidade administrativa. Em países de outra tradição legal, principalmente durante a constituição de monopólios públicos, era comum que essas taxas de retorno fossem fixadas em lei, como no caso do Brasil .

Um dos problemas deparados com a aplicação desse critério foi a grande dificuldade de encontrar o nível base de investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno. A fragilidade do modelo e a falta de mecanismos de controle dos monopólios fizeram com que se adotassem mecânicas de regulação via custos históricos. De acordo com Breyer *apud* Pires & Piccinini (1982), “esse critério foi adotado em vários países, porém com sérias conseqüências para as empresas nos períodos inflacionários, tendo em vista a desvalorização de seus ativos”.

O procedimento, na prática, provocou sérias distorções, fazendo com que o regime adotado comprometesse os objetivos que buscavam o sucesso do critério de tarifação, que, em síntese, era viabilizar a eficiência administrativa e impedir a ineficiência econômica.

Há de se considerar, igualmente, que as variáveis envolvidas eram bastante complexas, requerendo longos períodos para as discussões, levando à estimulação

de má alocação dos recursos, ao permitir a cobertura de todos os custos na busca de uma taxa de retorno atrativa, fato segundo Bitu & Born *apud* Pires & Piccinini (1993), “não verificado em períodos caracterizados por elevadas taxas de juros e de incerteza macroeconômica, em que a tendência foi inversa”.

2.2.1.3 Definição da tarifa pelo princípio do custo marginal

No início dos anos 80 a política tarifária, associada às medidas de política econômica do governo federal, gerou impactos consideráveis para o setor elétrico, principalmente quanto à geração interna de recursos para financiamento dos programas de atendimento ao consumidor final. As empresas foram obrigadas a utilizar recursos de terceiros para dar garantia ao fator qualidade nos serviços prestados.

Segundo Santana (1987: 14):

Com o aumento da participação dos recursos de terceiros nas empresas do setor elétrico, o custo desse tipo de capital, que já era elevado cresceu cada vez mais agravando sensivelmente o estado financeiro dessas empresas, uma vez que os encargos financeiros assumiram uma parcela considerável no total das despesas com investimentos.

Mesmo com a crise, pode-se verificar que, no período em análise, a demanda por energia elétrica continuou crescendo, em razão de que, no decorrer do tempo, novos consumidores se incorporam ao sistema e os antigos elevam seu consumo de eletricidade.

Desta forma, a demanda de energia elétrica tem-se registrado crescente em alguns horários do dia, apresentando consideráveis oscilações em outros horários. Isso tem exigido, nos chamados horários de ponta do sistema, constantes investimentos. Já nos horários chamados fora da ponta, o sistema apresentava ociosidade, dado o pequeno nível de consumo.

Pires & Piccinini (1988:33), analisando os termos do decreto nº 62.724/68, concluíram que:

A estrutura tarifária deveria basear-se no princípio do custo marginal, com o objetivo de viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor.⁵⁰ Contudo, apenas a partir de 1981, com base em estudos realizados em conjunto pelo Dnaee, Eletrobrás e *Electricité de France*, é que este critério começou a ser adotado somente para tarifas de alta-tensão, tendo em vista as dificuldades de estimativa de custos para o caso das demais tarifas.

A filosofia considerada para apuração dos custos de produção de energia elétrica utilizada pelo setor, baseada no conceito de custo médio contábil, impossibilitava as concessionárias de se comunicarem com os consumidores, a fim de que aqueles deslocassem suas demandas para horários de maior folga do sistema, ou em contrário, se sujeitassem a um maior ônus, pelo fato de permanecerem na ponta, exigindo do setor maior carga de investimento para atender o somatório de necessidades de energia elétrica.

Para Santana (1987), uma das particularidades das empresas do setor elétrico, a ser considerada nesse período, é o fato de a estrutura financeira estar associada à taxa de remuneração dos investimentos, cujo limite é superior ao fixado por lei. Destaca também, de forma complementar, as participações reduzidas dos grupos do circulante no patrimônio total das empresas e a vinculação existente entre o Ativo Permanente e o Patrimônio Líquido.

Conforme descrito pelo DNAEE (1985:9), em razão das dificuldades econômico-financeiras, o atendimento, cada vez mais crescente, da demanda de eletricidade ao setor elétrico brasileiro, no início da década de 80, registrado no item 2.2.1, defrontava-se de forma mais geral com dois tipos de dificuldades: i) de caráter técnico – carência de redes de transmissão e distribuição, além dos desequilíbrios entre oferta e demanda de energia elétrica; e ii) de caráter econômico-financeiro – tarifas que não permitiam a acumulação de margem para novos investimentos em expansão do sistema.

Na busca de uma forma mais racional do consumo de energia elétrica por parte dos consumidores, verificou-se que incentivos tarifários poderiam induzi-los a programar suas demandas em horários em que o custo de produção de energia fosse mais baixo. Dessa forma, os chamados horários fora da ponta possibilitariam o deslocamento das demandas para esses intervalos, minimizando as ociosidades, visto que nesses horários existia alta produção de energia elétrica pouco expressiva.

Na tarifação pelo custo marginal, as tarifas são diferenciadas de acordo com as diversas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e de outras características do sistema. Dentre estas, as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de tensão, as regiões geográficas e outros.

No modelo de tarifação pelo custo marginal deve-se considerar a definição da potência requerida, em kW; a energia total consumida, em kWh; e as categorias de consumidores e horários de utilização, além de outros requisitos. De acordo com o

DNAEE (1985), o conjunto de tarifas fundamentado no princípio do custo marginal, é o seguinte:

- i) monômias - definidas de acordo com a energia consumida, por considerar a necessidade de manter um custo de fornecimento aceitável pelo consumidor;
- ii) binômias – constituem um sistema tarifário intermediário, levando em conta tanto o consumo de energia e o componente relativo à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponto do sistema, não exigindo maiores complicações com a medição e o faturamento;
- iii) horosazonais – referem-se às tarifas direcionadas para os grandes consumidores, distribuídas de acordo com os períodos do ano (seco – maio/novembro e úmido – dezembro/abril) e horários do dia (Ponta – 17:00 às 22:00 horas e fora da ponta – 21:00 horas de cada dia útil, mais a totalidade das horas dos dias de sábado e domingo etc.);
- iv) em blocos – o preço unitário varia de acordo com o kWh consumido. A tarifa porém é progressiva, observando menores preços para os primeiros blocos, com benefícios para os consumidores de baixa renda, e decrescente, caso em que o preço reduz com o aumento do consumo, estimulando as economias de escala do sistema;
- v) instantâneas – representam o caso em que há variações de valores em curtos períodos de tempo, estimulando a utilização de sobras de energia no sistema. Integra, também o sistema spot de energia elétrica; e
- vi) interruptíveis – referem-se à situação de concordância dos consumidores em serem desligados, sempre que existir impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias.

Para que os consumidores se sintam atraídos e incentivados a deslocar suas demandas da ponta para fora da ponta do sistema, os preços devem ser mais atrativos nestes horários e desestimulantes nos horários de ponta. Diante dessa realidade, conforme estudos desenvolvidos pelo DNAEE (1985: 9):

Decidiu-se por utilizar a Teoria de Custos Marginais, anteriormente aplicada com sucesso em diversos países do mundo. O Custo Marginal (custo de fornecimento para atender a um consumo unitário adicional ao existente, quer num ponto da rede, quer numa hora determinada, quer num dado período do ano) informa o custo que será incorrido pelo sistema elétrico para atender o crescimento do consumo.

Apesar da sustentação teórica necessária ao desenvolvimento do modelo

tarifário, constata-se, segundo a legislação, que para a sua implantação buscou-se enfoque nos custos marginais, cuja conceituação foi aplicada ao setor de energia elétrica. Foram adotados os conceitos da teoria marginalista, procurando descrever os aspectos principais, próprios, em se tratando de apuração dos custos que envolvem a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Seundo Pires & Piccinini (1997: 15):

O elevado nível de investimento requerido em capital fixo, com possibilidade de retornos crescentes (custos marginais decrescentes). Significando que a tarifação pura e simples através dos custos marginais geraria riscos de falta de remuneração, inclusive da parcela de capital variável utilizada para atendimento ao consumidor...

De acordo com Armstrong et all, apud Pires & Piccinini (1994), a solução seria a cobrança de taxa adicional para a cobertura dos custos fixos. Porém, como os consumidores possuem preferências diferenciadas e desconhecidas, esta intervenção poderia trazer ineficiências e inclusive excluir do mercado consumidores de baixa renda.

No Gráfico 2, a seguir, Munasinghe, apud Bitu e Born (1993), a partir de um diagrama simplificado de demanda de suprimento, com o objetivo de demonstrar a razão pela qual os preços cobrados de energia devem ser iguais aos custos marginais, em que $EFGD_0$ refere-se à curva de demanda, determinante do Kwh de energia elétrica demandado por um ano - a qualquer nível médio de preços - e AGS representa a curva de suprimento - custo marginal de suprimento adicional ao fornecimento. Com preço P e a demanda Q, o benefício total do consumo é representado pela disposição de pagar do consumidor, representada pela área OEFJ, sendo o custo de suprimento desta demanda OAHJ.

De acordo com Ferguson (1990:103):

Da análise das determinantes da demanda infere-se e estabelece a quantidade demandada, dado o nível da curva de demanda. Neste caso a função demanda do indivíduo por qualquer mercadoria, no caso a eletricidade, é obtida pelo processo de maximização de satisfação a um dado nível de renda monetária.

Infere-se assim que a diferença havida entre o benefício total menos o custo de suprimento, área AEFH, é estabelecido no ponto G, quando o preço é ajustado igual ao custo marginal, denotando as condições ótimas do mercado, caracterizado pela intersecção da demanda (Q_0) e do preço (P_0). Matematicamente é dado por:

$$\int_0^Q P(q) dq - \int_0^Q CMg(q) dq$$

$p(Q)$ e $CMg(Q)$, representam as equações das curvas de demanda e de suprimento, respectivamente. O ponto de otimização é obtido, segundo Born e Bitu (1993), pela aglutinação da seguinte fórmula matemática:

$\partial(BL)/\partial Q = P(Q) - CMg(Q) = 0$ (Ponto de intersecção das curvas de custo marginal e da demanda), figura 4.

Partindo da análise estática de crescimento, Figura 4, para o efeito dinâmico, têm-se os deslocamentos ascendentes da curva de demanda do nível de preço P_0 para P_1 , isto no primeiro ano. Com o preço inicial P_0 prevalecendo no período, um excesso de demanda de D_0 para D_1 (GK) estaria ocorrendo no período 1, com o suprimento aumentando de Q_0 para Q_1 , estabilizando o preço em P_1 .

Do ponto de vista analítico e conceitual, relativamente à caracterização da curva de demanda D_1 , torna-se difícil determinar o ponto L, ou mesmo definir de forma precisa a curva de custo marginal de suprimento.

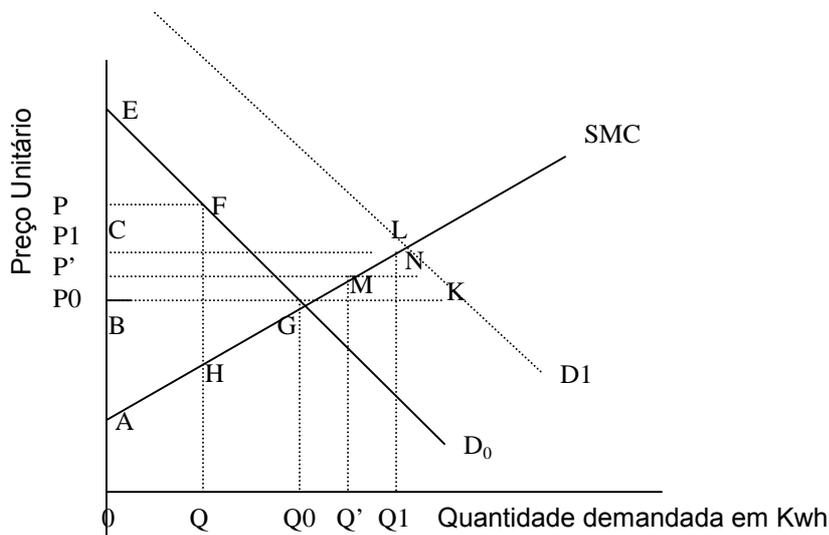


Figura 4 – demanda versus suprimento para o consumo de energia elétrica

Fonte: BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Tarifas de Energia Elétrica: aspectos conceituais e metodológicos**. São Paulo: MM Editora, 1993, p. 11.

Segundo Munasinghe (1982), a solução encontrada neste caso foi a de aumentar o suprimento para Q' , a um preço P' , Figura 5, a fim de se ter um acréscimo na demanda de MN , com suprimento e preço aumentados. De forma inversa, ocorreria com o crescimento de L , ocasionando um excesso de suprimento,

fato que implicaria a necessidade de aguardar o crescimento da demanda até o nível de capacidade instalada, perseguindo, assim, ao longo da curva de Custo Marginal, o ponto ótimo.

Teoricamente, esta é a forma de se ter o preço igual ao custo marginal e aumentar o suprimento até atingir o ponto ótimo, o que, no modelo de tarifação pelo custo marginal, é regra básica. Conclui-se desta análise que há otimização social, podendo haver déficit ou lucro. Neste caso, as alternativas seriam: criar taxaço para subsidiar o déficit ou comprimir os lucros, permitindo a redistribuição; ou exigir da concessionária o equilíbrio econômico-financeiro, comportamento mais usual no modelo.

Segundo Santana (1987:60):

O custo marginal do capital é definido como sendo a soma do acréscimo dos encargos financeiros e dos lucros líquidos extras necessários ao restabelecimento do valor do capital, ficando claro que um primeiro passo para o cálculo desse custo marginal, é a determinação dos encargos financeiros.

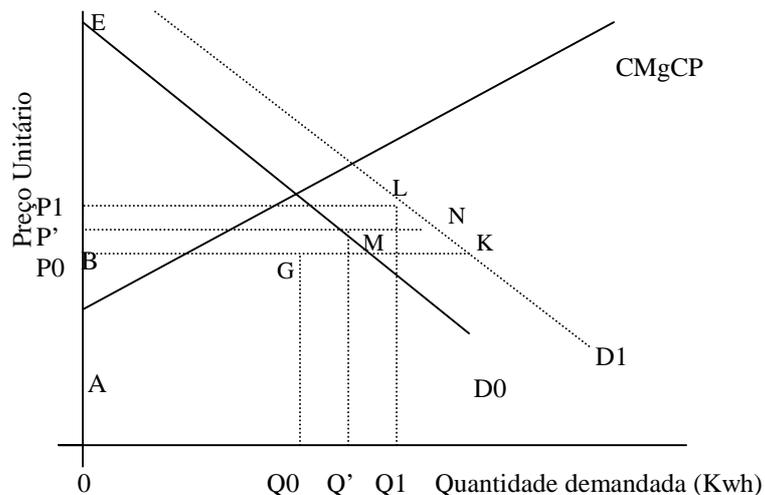


Figura 5 – Determinação do custo marginal

Fonte: (Born e Bitu, 1993:12)

Para Ferguson (1990), os custos marginais de curto prazo têm por objetivo fornecer uma unidade adicional sem modificar instalações existentes, podendo variar muito ao longo do tempo, enquanto os custos marginais de longo prazo têm basicamente duas definições, que podem levar a respostas distintas, quais sejam: o custo de produzir mais uma unidade, a partir de uma planta adicional; e o custo de produzir mais uma unidade a partir da alteração ótima das plantas existentes ao longo do tempo. Se o sistema estiver equilibrado, o custo marginal de curto prazo

será igual ao custo marginal de longo prazo.

Tanto o custo marginal de longo como o de curto prazo devem ser empregados como referenciais tarifários e de avaliação de empreendimentos no cenário competitivo. “Na hipótese – que em geral, tem sido irrealista para a realidade brasileira – de uma expansão equilibrada do setor, estes dois tipos de custo marginal se igualam” (Bajay, 1995:6).

Quanto ao estabelecimento do preço para consumidores de energia elétrica nos horários de ponta e fora da ponta, exemplificado na figura 6, são destacadas duas curvas de demanda: D_{fp} representa a demanda fora da ponta, momento em que há folga, não existindo pressão sobre a capacidade instalada; DP indica a demanda de ponta, instante em que o sistema está sobrecarregado, havendo dificuldades quanto ao fornecimento, em razão das pressões. Na figura 4, o custo de aumentar a capacidade em kW é representado por b , a capacidade é Q e os custos variáveis por kWh são v , supondo demandas independentes.

Na figura 6 são retratadas as tarifas a serem repassadas aos consumidores que utilizam o horário de pico (ponta) $P(v+b)$; e fora do horário de pico (ponta): (P_v Magalhães, 1995:7-11).). Matematicamente, segundo Munasinghe (1982), podem ser expressos por:

$$P(v+b) = Q_p + \frac{\partial C_0(Q_p)}{\partial p_q}$$

Sendo:

$P(v+b)$ = Valor da tarifa no período de ponta
 Q_p = custo da variação da capacidade instalada

$$\frac{\partial C_0(Q_p)}{\partial p_q} = \text{custo de operação e manutenção do sistema}$$

$$P_v = \frac{\partial C_0(Q_0)}{\partial Q_0}$$

Sendo:

$$\frac{\partial C_0(Q_0)}{\partial Q_0} = \text{variação dos custos da operação e manutenção}$$

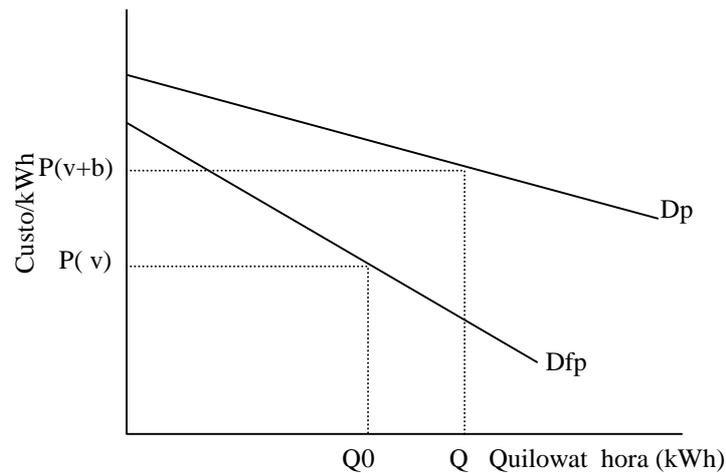


Figura 6 – Definição de tarifas para consumidores da ponta e fora da ponta

Conforme Pires e Pucinini (1998), apesar dos esforços no sentido de desenvolver o aspecto teórico de determinação do critério de tarifação pelo custo marginal, foram observadas inúmeras dificuldades quanto à aplicação, principalmente no que se refere à informação, penalização dos consumidores pela utilização da energia nos horários fora de ponta (*peak-users*), definição de um custo ótimo necessário para a adoção de medidores mais adequados e aquisição de técnica adequada para a modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda.

Apesar dos problemas citados acerca da utilização, o critério de tarifação baseado no princípio do custo marginal foi de importância fundamental para a ampliação da eficiência econômica, principalmente quanto à definição do processo de planejamento do setor de energia elétrica.

Para Pires & Piccinini (1998:15):

Na França, a *Electricité de France* (EDF) adotou, para financiar a expansão do seu sistema elétrico, o modelo tarifário criado por *Boautex* em 1951, que se baseia na tarifação pelo custo marginal de longo prazo (CMLP), ou seja, o custo para tender a uma unidade adicional de demanda com ampliação de capacidade. No Chile, a tarifação procura refletir os custos marginais de curto prazo (CMCP), isto é, o custo para atender a uma unidade adicional de demanda sem ampliação da capacidade. Nos Estados Unidos, onde se observa uma heterogeneidade de práticas tarifárias, com predominância do critério da taxa interna de retorno, há uma tendência à adoção do método de tarifação pelo custo marginal.

Entre outros efeitos práticos originados da aplicação do critério de tarifação pelo custo marginal, destacam-se os mercados *spot* de energia elétrica, já citados neste trabalho, onde o critério de tarifação torna-se mais adequado no que respeite ao

processo de negociação, já que este mercado é constituído por *pool* de empresas do setor de energia elétrica, que apareceram após a permissão de acesso à rede elétrica.

Pires & Piccinini (1998:15), salientam que “a Inglaterra foi pioneira na definição de tarifas pelo custo marginal para mercado *spot* de energia elétrica, implantado com o objetivo de criar um mercado competitivo na geração de eletricidade”.

2.2.1.4 O *price-cap* e os novos critérios de revisão tarifária

No final da década de 1980, como ocorrera com a indústria de telecomunicações na Inglaterra, vários setores passaram pelo processo de privatização, quando se introduziu a metodologia do preço teto, também chamado *Price-Cap* (Pires e Piccinini; 1998:18). A adoção dessa metodologia no setor elétrico apareceu com a separação vertical dos setores de geração e transmissão, da separação horizontal das empresas de distribuição, da liberalização da geração e da estruturação regional da distribuição.

De acordo com Armstrong et al (1994), esta estrutura começou a funcionar a partir de 1990, precedida do anúncio, em 1988, de medidas voltadas para a preparação de *staff* regulatório e estabelecimento de contratos entre os agentes setoriais, visando à redução dos riscos de fornecedores e geradores, bem como, para proteger os setores de carvão e de energia nuclear.

Segundo Richard Green (1997), esta fórmula possibilita às empresas maior liberdade quanto à modificação de seus preços relativos, com o objetivo de melhorar a margem operacional, desde que não haja preocupação com controle individual de preços por item de produção ou nenhuma necessidade para se preocupar com o impacto destes para a sociedade.

Para Borenstein et al (1999:183):

O regime de preço teto (*Price Cap*) foi instituído no Brasil, no contrato de concessão vinculado à privatização da Light, ampliado para os contratos de concessão das demais empresas distribuidoras de energia elétrica. Para a composição do índice de reajuste das tarifas, os custos são fragmentados em custos controláveis pela concessionária (pessoal, material, serviços de terceiros e encargos gerais) e não controláveis (energia comprada, CCC, RGR, taxa de fiscalização, royalties, compensação financeira, impostos e taxas).

No ano de 1995, deu-se o início à privatização do Setor Elétrico Brasileiro. A Espírito Santo Companhia de Eletricidade S. A - ESCELSA, foi a primeira

concessionária de distribuição de energia elétrica a ser privatizada. Na busca de criar mecanismos e recursos para novos investimentos no setor, fez-se necessário, para atrair capital privado, a adoção de um modelo, cujas bases se assentassem na regulação por incentivos, dado que o modelo em vigência à época, baseado no critério de tarifação pelo custo do serviço e na remuneração garantida, prejudicava a gestão das empresas.

Tem-se no regime tarifário de preço incentivado (*price cap*), a experiência de um modelo cujo critério de tarifação deslocou-se da esfera de custos para a de preços e o gerenciamento da diferença entre estes passou a ser de responsabilidade da empresa regulada, poupando o órgão regulador das tarefas de micro gerenciamento.

Mais do que controlar preços limites, sob o regime *price cap*, é necessário criar as condições econômicas compatíveis ao mercado competitivo. Assim, inseriu-se na fórmula de reajuste dos preços, o Fator X, que é fixado pelo agente regulador (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995). Para Pires & Piccinini (1998):

... os critérios e revisão do fator X são semelhantes aos utilizados na escolha da taxa interna de retorno (TIR) no método do custo do serviço...No caso da determinação do fator X os critérios incluem a análise dos valores dos ativos existentes, do custo de capital, da taxa esperada de crescimento de produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do ambiente de mercado em que a firma opera. Além disso, a aplicação deste redutor de preços envolve um certo grau de subjetividade, sendo normalmente precedida por processos de negociação com as concessionárias...

Para Pecht (2001), esse mecanismo de tarifação define-se em um preço teto para os preços médios da empresa, atualizado de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *retail price index* (RPI) – inicialmente usado para medir a inflação na Inglaterra - menos um percentual equivalente a um fator X de produtividade ou redutor de preços, a um período dado. Pode ainda, segundo dados da ANEEL (2001), envolver um fator Y de repasse dos custos para os consumidores, resultando na equação $RPI - X$.

Segundo Townsend & Stern (2000: 3):

Embora específica, estima-se que fórmulas *Price Cap* diferem de país a país, por serem baseadas na simples fórmula $RPI - X$, na qual mudanças nos preços que a empresa regulada pode cobrar por uma cesta definida em razão das mudanças na inflação ou no nível de produtividade.

Segundo a ANEEL (2001), o fator X atua de forma prospectiva, por depender de previsões sobre a possível trajetória de variação de custo e do comportamento de

variáveis macroeconômicas. Daí poder-se afirmar que o fator X é um valor estimado, condicionado à probabilidade de ocorrência de eventos futuros.

Ainda, ao representar ganhos de produtividade, funciona como uma chave regulatória que é acionada a cada revisão periódica de tarifas, servindo para estimular a busca contínua da eficiência produtiva e alocativa, bem como para compartilhar, nos períodos compreendidos entre as revisões, os ganhos de produtividade com os consumidores de energia elétrica.

Para Pires & Piccinini (1998: 19):

Este método requer a definição, pelo regulador, de uma série de variáveis relevantes, tais como: indexador de preços e fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à qualidade do atendimento.

No Brasil, para a determinação do fator X, tudo se passa como se o órgão regulador (ANEEL) estipulasse metas de produtividade a serem alcançadas pela empresa. Fixadas, as metas, cabe à concessionária cumpri-las e, dependendo do seu esforço, superá-las retendo os excedentes de energia negociados com o órgão regulador.

Para Townsend & Stern (2000), a base para o conceito de produtividade partiu inicialmente da observação de como as condições econômicas de produção de serviços de telecomunicações não são estáticas, mas tendem a melhorar com o passar do tempo, requerendo menos contribuição para o aumento da produção, ou, de forma semelhante, permitindo a produção de um operador com o passar do tempo.

Conceitualmente, qualquer índice de produtividade é, com o passar do tempo, uma medida da mudança no grau de eficiência da empresa, tendo seu fulcro na comparação do consumo de contribuições requeridas em relação ao nível de produção realizada. Mudanças nos índices de produtividade, em regra geral, alteram o nível de produtividade, o que pode ser causado por uma variedade de fatores, entre os quais os seguintes:

- i) alterações nos preços relativos de contribuições;
- ii) mudanças de tecnologias;
- iii) economia de escala;
- iv) mudanças nas políticas de preços;
- v) eficiência administrativa.

Segundo Pires e Piccinini (1998), a definição do fator produtividade deve considerar a combinação de três fatores considerados relevantes: a capacidade de autofinanciamento das operações da concessionária, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, com vistas a evitar a prática descontrolada dos preços e permitir-lhes apropriação de ganhos de produtividade.

A partir dessa idéia tem-se que o equilíbrio econômico-financeiro do concessionário deve presumir uma rentabilidade adequada para o investimento realizado, admitindo-se receitas esperadas que sejam suficientes para a cobertura dos custos, que permitam uma margem que seja compatível com a taxa de juros tomada como referência para a remuneração do capital investido.

Com a implantação do novo modelo setorial e com o crescimento das privatizações no setor de distribuição de energia elétrica, os critérios para a sustentação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, segundo a legislação vigente, são assegurados pela aplicação de procedimentos regulatórios, nos quais o fator X é determinado e aplicado. Conforme a ANEEL, tais procedimentos são:

a) reajuste tarifário anual

Mediante aplicação da fórmula paramétrica, a seguir, conhecida como Índice de Reajuste Tarifário, com a finalidade de manter o poder de compra da tarifa de energia elétrica, os reajustes são realizados pelo órgão regulador (ANEEL) :

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 * (IVI - X)}{RA_0}$$

O IRT corresponde ao reajuste tarifário que deve ser aplicado anualmente (ANEEL, 2000). A parcela VPA_1 é composta pela evolução dos custos que independem de decisões das concessionárias (custos não gerenciáveis – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC); Quota de Reserva Global de Reversão (RGR); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); energia comprada para revenda convencional e repasse de Itaipu binacional; Encargos pelo Uso da Rede Básica; Transporte de Itaipu e Encargos de Conexão do Sistema).

A parcela VPB0 representa os custos que dependem essencialmente da eficácia da gestão empresarial (custos gerenciáveis - Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outras Despesas e Remuneração). O Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas, é utilizado como indexador de custos para os custos controláveis, X é o fator de indução à melhoria da eficiência econômica das atividades monopolistas. RA_0 corresponde à receita anual dos concessionários e os índices (1 e 0), respectivamente, ao ano em que a tarifa será aplicada e ao ano imediatamente anterior (ANEEL, 1998).

A Parcela A é composta de custos não gerenciáveis (repassados às tarifas): a energia comprada das geradoras; as taxas do setor - para a manutenção do ONS, MAE e do Programa de Eficiência Energética, para a RGR e para a CCC; e os tributos - ICMS, COFINS, PIS. Taxas e tributos somam 40%. A parcela B abrange os custos de operação, manutenção e remuneração do capital. A partir de janeiro de 1999, em razão das mudanças na política cambial a parcela A vem acumulando custos não repassados, oriundos da variação cambial.

A Resolução nº 91, de 21 de dezembro de 2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, definiu-se o mecanismo de recomposição tarifária referido à crise energética, e como resultado foi assinado o Acordo Geral de Energia Elétrica, entre o Governo Federal, geradoras e distribuidoras. Em 26/04/2002, foi promulgada a Lei Federal nº. 10.438, que instituiu o seguro apagão, para equacionar os desequilíbrios financeiros de geradoras e distribuidoras durante o período do racionamento.

No que se refere à correção dos preços, a regra básica determina que no período que antecede a primeira revisão periódica, o fator X tem valor igual a zero. Isso, segundo a ANEEL (2001), funciona como estímulo à concessionária. Nesse período, o Índice de Geral de Preços do Mercado será pleno, sendo que, a partir da primeira revisão, deixa de existir reajuste da parcela B pelo Índice Pleno.

Das parcelas de custos e de receita da fórmula acima mencionada, não devem ser contabilizados os valores relativos à aquisição e à comercialização de energia para os consumidores livres (deve ser contabilizada na parcela de custos não controláveis, a compra de energia para consumidores regulados). Não devem, também, ser contabilizados os custos relativos às atividades não vinculadas à prestação de serviços elétricos (venda de serviços para telefonia e outros similares) (ANEEL, 1998).

b) Revisão tarifária periódica

As Leis n.º 8.987/95 e n.º 9.427/96, que determinam e incumbem o Poder Concedente de efetuar as revisões tarifárias periódicas, estabelecem: i) reposicionamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica em nível compatível com a preservação do equilíbrio econômico-financeiro estipulado pelo contrato de concessão; e ii) determinação do fator X, objetivando compartilhar ganhos de produtividade com os consumidores, a ser aplicado no momento dos reajustes tarifários contratuais.

c) Revisão tarifária extraordinária

O processo de alteração das tarifas de energia elétrica pode acontecer durante as revisões periódicas (Contrato de Concessão nº 062/2000, de 20.08.2000). Isso quando ficarem evidentes alterações nos custos que, de forma comprovada, afetem o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão.

Segundo Pecht (2000):

O problema da tarifação permanece, entretanto, longe de ser resolvido, tão ou mais importante que a determinação da tarifa inicial é estabelecer os critérios para reajustes, ou seja, a definição das tarifas futuras, quando a gestão do negócio for de responsabilidade exclusiva da iniciativa privada.

Com isto, fica evidente a necessidade de se definir o impacto das revisões tarifárias e suas repercussões sobre a estrutura de capital, caixa e autofinanciamento das empresas distribuidoras de energia elétrica. Espera-se, pois, que a política tarifária seja suficiente para garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, nas condições necessárias à eliminação de riscos, viabilizando o negócio e garantindo satisfação aos *stakeholders*.

2.3 Métodos de formação dos preços

De acordo com o “Novo Aurélio Século XXI: O Dicionário da Língua Portuguesa” de Ferreira (1999:925), pode-se ter, inicialmente, as seguintes definições:

“**Método** – 1. Caminho para se chegar a um determinado resultado, ainda que esse caminho não tenha sido fixado de antemão, de modo deliberado e refletido. 3. Processo ou técnica de ensino. 4. Modo de proceder; maneira de agir”.

A correta formação dos preços numa determinada economia é questão de fundamental importância para a sobrevivência e o crescimento auto-sustentado das

organizações, entre estas as empresas do setor de energia elétrica, com característica peculiar. Uma política correta e eficiente de preços torna possível às empresas buscarem seus objetivos de resultado (lucro), crescimento no longo prazo, e desenvolvimento relacionados aos acionistas, empregados e clientes.

As políticas de preços são indutores comportamentais dos níveis de demanda do mercado, com nível de conveniência capaz de adequar expectativa de resultados e posicionamento da empresa no mercado, além de proporcionar uma relação de parcerias, definindo espaço e participação dos agentes produtivos nesse mercado.

Nas últimas décadas, o controle de preços, como instrumento de política econômica, foi utilizado em contextos distintos, com o objetivo primacial da estabilização da economia, principalmente quando esta se encontrava sob pressão inflacionária, sempre observando medidas de caráter restritivo. As tarifas públicas têm sido o alvo crítico desse processo.

Neste item serão apresentadas as características e aspectos gerais sobre as técnicas e definições de comportamento e posicionamento do mercado, com destaque para a importância da formação dos preços em ambiente de monopólio natural e sua relação no âmbito da cadeia de valor; os métodos e políticas de preços vinculados ao setor de energia elétrica, bem como o processo de precificação e os fatores e estudos teóricos.

- **Regime de Preços Limites (*Price Cap*)** – mencionado no item 2.2.1.4, tem sua base na receita média das vendas para consumidores pequenos – o critério de cálculo é obtido pelo valor de vendas, dividido pelo volume do produto e ou serviço vendido.
- **Preço Mínimo de Venda** - consiste em definir a base de remuneração, levando em conta o preço mínimo especificado durante o processo de privatização, mais os acréscimos de investimentos e menos a depreciação. Este método é vulnerável ao critério pelo qual foi estabelecido o preço mínimo, fato que poderá gerar resultados arbitrários.
- **Preço de Compra** – ajusta a base de remuneração ao preço de compra quando da privatização, acrescido dos investimentos, menos a depreciação. O problema desse método é que os compradores podem ter adquirido mais do que os ativos físicos - pagamento de ágio com base em valores intangíveis.
- **Preços relativos** – é a relação estabelecida entre o nível geral dos preços, com o objetivo de observar as alterações relativas à média de todos os preços.

Num período inflacionário, um aumento no preço relativo de um produto significa que o seu preço sobe mais do que o nível geral dos preços; uma diminuição do seu preço relativo, significa que este aumenta menos do que o nível geral dos preços.

Os métodos referentes ao processo de formação dos preços têm como objetivo principal levar a empresa ao equilíbrio econômico-financeiro, que supõe rentabilidade necessária para a realização do investimento, ou seja, deve garantir que as receitas geradas sejam suficientes para a cobertura das despesas, deixando uma margem compatível com uma taxa de juros tomada como referência, tendo por meta a remuneração do capital a ser investido.

No nível dos investidores, o equilíbrio econômico-financeiro é fator secundário. O que importa é a maximização do lucro, elevando-se os preços ou reduzindo-se os custos. Para os consumidores, o objetivo maior é maximizar satisfação, prevalecendo o desejo de obtenção do bem/ou serviço a um preço cada vez menor.

Nas condições de monopólio natural, como já mencionado, o órgão regulador tem de homologar a formação desse preço. O equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e a utilização de preços adequados são previstos nos contratos de concessão de serviços públicos, regulamentados no artigo 9 da Lei nº 8.987/95 (Lei das Concessões).

2.3.1 Processo de formação dos preços

O processo de mudança, decorrente do avanço das tecnologias de informação, está impondo transformações substanciais ao mundo contemporâneo, graças à introdução de novas realidades, principalmente no âmbito dos negócios. O fato leva as organizações para a busca da definição de novas estratégias, com vistas ao encontro do mercado, a partir de ações que sirvam para qualificar as funções e as dimensões da administração, de forma a definir a essência e a relevância, no que diz respeito à visão futura.

A importância das estratégias está no fato de que direcionam os objetivos, propósitos ou metas, indicando planos de ação para alcançá-las, além de especificar a “escala de negócios em que a empresa deve envolver-se, o tipo de organização humana que pretende ser e a natureza da contribuição econômica e não econômica que pretende oferecer aos seus stakeholders” (Andrews, 2001:58).

O aprimoramento da estrutura organizacional pela introdução de procedimentos de gestão dos custos, processos produtivos com melhoria contínua, *benchmarking* e análise da cadeia de valor - conjuntamente com o processo de definição dos preços - representam critérios de importância fundamental para o sucesso da gestão empresarial na escolha dos níveis de preços atrativos aos clientes e competitivos.

Segundo Porter (1989: 31-33):

A cadeia de valores de uma empresa e o modo como ela executa as atividades individuais é um reflexo de sua história, de sua estratégia, de seu método de implementação de sua estratégia, e da economia básica das próprias atividades. [...] O atendimento de apenas um segmento particular pode permitir que uma empresa ajuste sua cadeia de valores a este segmento, resultando em custos reduzidos ou em diferenciação no atendimento deste segmento em comparação com a concorrência.

2.3.2 Monopólio e segregação de preços

No regime de monopólio, em que o mercado é atendido por uma única empresa, ao contrário de um sistema perfeitamente competitivo, em que as empresas são tomadoras de preços, o monopolista pode determinar o preço que quiser. Porém, na prática, quanto mais elevado o preço por ele determinado, menor será a quantidade vendida, em razão do pressuposto teórico da lei da demanda.

É consabido que várias empresas determinam diferentes preços para diferentes tipos de consumidores, caracterizando o processo de segregação de preços. Cita-se como exemplo as patentes, a designação de franquias, e nos “mercados onde existem grandes economias de escala na produção (custo médio diminui à medida que a produção da empresa aumenta). [...] o monopólio natural ocorre quando a entrada de uma segunda empresa torna o preço menor que o custo médio” (O’Sullivan e Sheffrin, 1998:148-149).

Da análise demonstra-se que certos bens são adquiridos por dois ou mais tipos distintos de compradores. Cita-se o exemplo de compradores comerciais e residenciais de energia elétrica que podem, usualmente, ser divididos na base da elasticidade da demanda. Desta forma, se um monopolista é possuidor de um mercado assim estabelecido e se ele pode efetivamente separá-lo, deve praticar a segregação de preços, a fim de aumentar o lucro de seu monopólio.

Para Ferguson (1990: 342):

Ocorre a segregação ou discriminação de preços quando preços diferentes são impostos para o mesmo bem em mercados distintos. [...] A análise de segregação ou discriminação de preços é uma aplicação direta de regra $CMg = RMg$; no entanto, sob um aspecto, é diametralmente oposta à aplicação da regra ao monopólio com muitas fábricas.

Registre-se que o objetivo do monopolista é maximizar o lucro, definido como diferença entre a receita total e o custo total. Na teoria econômica, a receita total de uma empresa pode ser definida como sendo o preço, multiplicado pela quantidade vendida. A receita marginal é definida como a alteração da receita total que resulta da venda adicional de unidades produzidas e a receita total da venda de uma unidade a menos de produto.

2.3.3 Preço e margem de contribuição

Os preços podem ser fixados a partir da margem de contribuição, de acordo com o mercado em que está inserida a empresa, lembrando que são parâmetros para que o empresário avalie o seu negócio e determine o nível de lucro necessário para a remuneração do capital.

Para Assef (1997:47), “margem de contribuição é a diferença entre o preço de venda e os custos variáveis”. Custos variáveis são aqueles que se modificam proporcionalmente às quantidades usadas ou ao nível de produção industrial.

Assef (op. cit) comenta ser possível, pela margem de contribuição, identificar, no *portffolio* de produtos, os que devem ser preservados, alterados ou eliminados. A margem de contribuição permite definir se certas condições de vendas devem ser implementadas; se a concorrência está muito agressiva ou se o mercado é receptivo aos preços elaborados. Nas empresas do setor elétrico este mecanismo é caracterizado como “novos negócios”, não sujeitos ao processo de regulação.

Ainda, segundo Assef (1997: 48):

Quaisquer investimentos em um novo negócio, dos mais variados portes, devem ser feitos a partir de técnicas de avaliação do retorno obtido. Evidentemente, essas técnicas não são de conhecimento geral, pois implicam abordagens mais profundas de matemática financeira e análise de projetos.

Neste caso, uma das metodologias mais indicadas é a da taxa interna de retorno, que, para Gitman (1997:330), “é a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial referente a um projeto, resultando em um valor presente líquido igual a zero”

Os estudos desenvolvidos pelas empresas do setor de energia elétrica, através da ABRADÉE (2000) e MME/ANEEL (2001), focam-se na experiência internacional referente à questão do reajuste dos preços dos serviços públicos, repassados à exploração pela iniciativa privada, observando: i) abordagem tradicional, em que o reajuste deve garantir uma determinada taxa de retorno; e ii) o modelo inglês, através do qual a recomposição deve seguir a fórmula dos preços máximos.

O objetivo comum é perseguir o equilíbrio econômico-financeiro, focando uma rentabilidade mínima, que é uma condição necessária para o empreendimento ser explorado pelo setor privado, da mesma forma que se procura fixá-lo em nível razoável e justo.

No Brasil, o processo filosófico de determinação dos preços nos submercados de energia elétrica (redes de transmissão) tem por princípio a livre concorrência, obedecendo as características básicas do sistema elétrico brasileiro que opera quase que na sua totalidade através de sistemas hidráulicos.

Segundo Nogueira et al (2000:4):

Tais preços devem refletir a escassez de eletricidade e considerar a interligação existente entre os submercados e a presença de novas fontes de produção, além de explicar os riscos envolvidos neste novo ambiente, quer sejam hidrológicos ou financeiros.

De acordo com as normas estabelecidas, são dois os processos de definição dos preços nesse mercado. O preço pré-fixado, firmado através dos contratos bilaterais entre as partes, produtor e consumidor, quando são definidos os valores e as quantidades em que a energia deverá ser entregue. Neste caso adota-se, para a tomada de decisão, o cenário futuro dos preços de energia elétrica.

Na proposta de reestruturação adotada pelo ANEEL (Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655, de 02.07.1998, alterados pela Medida Provisória nº 29, de 07.02.2002), em consonância com os princípios de competição, foi idealizado MAE, ou mercado *spot*, onde será comercializada a energia assegurada pelas geradoras.

Os preços são balizados nas operações de compra e venda de energia no âmbito do MAE, mediante regulação do ONS. Neste mercado, os preços *spot* são definidos *ex-ante*, observando os pressupostos clássicos da lei de mercado, sob a coordenação e controle do MAE. *Ex-post*, considerando as premissas relativas ao que determina os valores definidos diariamente, conforme estipulado em contrato.

3 MARGEM TARIFÁRIA IDEAL

A fundamentação teórica tem por objetivo fornecer, conforme os autores e as teorias correlacionadas, o caráter interpretativo necessário para a definição e caracterização da margem tarifária ideal em uma empresa de distribuição de energia elétrica.

Para a análise deste capítulo, desenvolve-se o suporte necessário aos atendimentos dos objetivos específicos, voltados para propostas da promoção de ajustes. Tais ajustes visam a possibilitar maior desempenho de caixa para a viabilização do negócio, mediante geração de receita esperada, necessária à cobertura dos custos e autofinanciamento compatível com a garantia da remuneração desejável.

Considera-se a forma por que margem tarifária se relaciona com a noção de liquidez e rentabilidade, ou seja, com a disponibilidade de recursos em caixa. Essa noção tem sentido oposto quanto ao entendimento da parte dos administradores e técnicos.

Também neste capítulo, discute-se a forma de proposição para o ajuste dos indicadores de performance da gestão tarifária das empresas e da busca de mecanismos para a revisão dos métodos de custeio do serviço de energia elétrica, visando ao conhecimento adequado dos custos empresariais.

Como complementação metodológica, tem-se o desenvolvimento de estudos para a concepção e implementação de um sistema de informações em série histórica, necessário à geração de indicadores de performance econômico-financeiro. Essas informações são úteis para a base referencial do processo de *benchmarking*, em busca da melhoria do desempenho e maior competitividade entre empresas do mesmo ramo de atividade .

Para possibilitar a avaliação dos resultados que se espera para a gestão, são desenvolvidas informações quantitativas, que necessitam se expressar em números ou através de referência. Essas informações, segundo os aspectos metodológicos propostos, são coletadas e apresentadas sob a forma de indicadores ou índices, os quais devem descrever os aspectos determinados ou apresentar uma relação entre os vários aspectos. Entende-se que, se comparados esses índices com a posição em períodos passados, pode-se ter um bom elemento de avaliação da gestão.

3.1 Processo de gestão da liquidez

Processo é toda operação que introduz uma modificação de forma, composição e estrutura com vistas à obtenção de um resultado (bem ou serviço), podendo definir-se, segundo Harrington (1998), como sendo “qualquer atividade ou grupo de atividades que a partir de uma entrada incorpora valor e fornece uma saída para um cliente interno ou externo. Para isso, utiliza-se de recurso da organização”.

A gestão da liquidez é apenas um dos segmentos nos quais se articula a função financeira da empresa, podendo sua área de atuação ser identificada no fluxo de operações que tem início com a movimentação de créditos de clientes, concluindo-se com o pagamento das obrigações.

Para a avaliação das alternativas de fontes de recursos direcionados à cobertura de obrigações operacionais e realização de investimentos fixos, torna-se indispensável ao processo de planejamento empresarial, a fim de garantir a solidez da atividade produtiva, que as mesmas tenham liquidez. Para Gitman (1997: 109), liquidez é “a capacidade de uma empresa satisfazer suas obrigações de curto prazo, na data do vencimento”.

Em síntese, das observações teóricas inferidas tem-se que liquidez se refere ao nível de dificuldade que se encontra para negociar um dado ativo. Quanto mais difícil for encontrar um vendedor ou comprador para um determinado ativo, menor será sua liquidez. Quanto mais fácil for encontrar vendedores ou compradores para um certo papel, maior será a sua liquidez.

Ao se considerar que a carência de recursos é um problema constante das empresas, deve-se definir suas políticas de gestão, cujas estratégias podem ser conservadoras, quando se opta pela manutenção de forma líquida dos excedentes de recursos gerados nos períodos em que os fluxos de entrada superam os de saída, a fim de utilizá-los na necessidade de liquidez futura; ou agressivas, quando se voltam para a aplicação em investimentos remunerados, incorrendo naturalmente em custo de empréstimo, ou seja, neste caso a política de gestão da liquidez deve levar em conta o custo a ser incorrido.

Do ponto de vista da Teoria Econômica, as formas de custo cuja identificação é útil se referem a:

- **custo da oportunidade** – que está relacionado à remuneração que a empresa abre mão para manter em caixa determinada quantia de numerário; e

- **custo marginal do endividamento**, que ao contrário está vinculado ao encargo financeiro adicional que a empresa seria obrigada a incorrer, caso não houvesse guardado, sob forma de liquidez, saldos disponíveis de períodos precedentes, sendo obrigada a optar por operações de curto prazo, endividando-se, de modo a enfrentar as necessidades de recursos da gestão (Figura 7).

Essas observações conceituais têm sido presenciadas no âmbito das empresas do setor de energia elétrica, principalmente nas estatais.

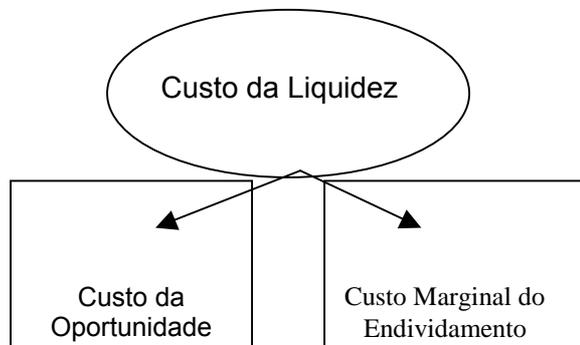


Figura 7 – Custo da Liquidez

Fonte: adaptado de Gitman (1997:100-142)

No aspecto financeiro, a liquidez expressa a solvência da situação financeira da empresa como um todo, representando o numerário em caixa de todos os ativos que podem ser rapidamente convertidos em dinheiro, como as contas correntes bancárias, os investimentos em títulos e similares, ou seja, distribui-se de forma muito desigual entre os ativos.

Inserido no contexto do estudo da Teoria Econômica, em Silva (1.999), a liquidez refere-se à flexibilidade derivada da posse de uma reserva de valor – máxima no caso do dinheiro, que é por definição, a mais líquida reserva de valor, o que leva os agentes econômicos a conservar parte da riqueza sob forma de dinheiro. Nesta concepção, ao contrário do que os agentes econômicos consideram em suas operações cotidianas, o dinheiro passa a ser um ativo ideal que tem por objetivo cumprir as funções de numerário, meio de pagamento e reserva de valor.

É possível individualizar um grau específico de liquidez para todos os ativos de uma empresa, considerando-se os aspectos de tempo, custo e levando-se em conta a capacidade de conversão, o que significa dizer que quanto maior o tempo

necessário ou o custo relativo, tanto menor será o grau de liquidez do ativo.

Para Boisvert (1.999), na “gestão processo empresarial, em que a alta administração procura focalizar a atenção na definição das estratégias, redirecionando recursos quando a estratégia não está sendo consumada” a otimização da gestão empresarial é alcançada por meio das funções principais da empresa (administração dos estoques, das imobilizações, da posição perante os clientes), o que decorre do caráter residual da liquidez.

Considerando o aspecto residual como fator da gestão da liquidez, é possível defini-la quantitativamente e qualitativamente. No primeiro caso, em relação ao montante de fundos a serem administrados e no segundo, em relação às demonstrações financeiras. “Quando analisa um balanço, o administrador financeiro deve estar atento para três aspectos: liquidez contábil, capital de terceiros versus capital próprio e valor versus custo” (Ross & Jaffe, 1995:42-43).

Para Ross & Jaffe (op. cit), a liquidez contábil refere-se à facilidade e à agilidade com que os ativos podem ser convertidos em dinheiro. Os ativos circulantes são os mais líquidos, incluindo caixa e os ativos que podem ser transformados no curto prazo a contar da data de fechamento do balanço; as contas a receber, correspondentes aos montantes a receber de clientes por bens ou serviços a eles vendidos; os estoques referentes a matérias-primas a serem usadas na produção, bens em elaboração e produtos acabados; os ativos imobilizados, incluindo terrenos e equipamentos.

Quanto ao capital de terceiros versus capital próprio, deve-se considerar o passivo, que se refere às obrigações que requerem pagamento em dinheiro no prazo pré-estabelecido, incluindo o serviço da dívida (que coloca a empresa na situação de inadimplência); patrimônio dos acionistas – (ativos menos passivos).

Já o valor versus o custo representa o valor histórico ou valor contábil, cujos números são baseados em custo, levando à confusão em razão da idéia de que os ativos da empresa estão registrados pelos valores de mercado (preço pelo qual comprador e vendedor negociariam os ativos).

3.1.1 Demonstração de fluxo de caixa

O primeiro passo para uma gestão eficiente da situação financeira é a realização da projeção de caixa, ora representada pelo instrumento financeiro de curto prazo - o fluxo de caixa. Para Gitman (1997: 88), “O fluxo de caixa permite ao

administrador financeiro e a outras pessoas interessadas analisar o passado e possivelmente o futuro fluxo da empresa”. Fornece uma visão imediata da situação de equilíbrio da empresa em um dado período de tempo.

O fluxo de caixa desenvolve-se em ciclos, que vão desde a aquisição dos estoques ao recebimento de numerários provenientes da venda de produtos e/ou serviços. Sua análise registra a relação entre as despesas (*outflow*), oriundas dos compromissos de curto prazo e a receita (*inflow*), auferida pela venda de seus produtos e/ou serviços. A interação entre entrada e saída de numerários pode determinar em saldo positivo ou negativo; porém, é importante que a empresa tenha recursos disponíveis para o cumprimento de suas obrigações em período subsequente.

Para Gitman (1997), tanto o caixa como os títulos negociáveis são considerados equivalentes de caixa, representando liquidez que é acrescida pelas entradas de caixa e diminuída pelas saídas de caixa.

Nesta mesma orientação, Queiroz (2002:20), Figura 8, identifica a empresa como um fluxo monetário, dividindo caixa, fluxo de capital e fluxo operacional:

O caixa representa os recursos na sua forma líquida, isto é, em dinheiro. É um ponto de passagem e movimentação transitória de todos os recursos da empresa e, por esta razão, é considerado de fundamental importância para o controle financeiro [...] O fluxo de capital de natureza patrimonial, representa os recursos próprios ou de terceiros que constitui o patrimônio da empresa em busca de remuneração financeira na forma de juros ou dividendos [...] O fluxo operacional se relaciona à produção e vendas dos bens e serviços da empresa, captando assim a demonstração do resultado e as transações das contas circulantes de um dado período. Do preço obtido com as vendas a vista ou a prazo, obtêm-se as receitas operacionais que, além de cobrir o montante dessas aplicações, objetivam o aumento do caixa diretamente ou via duplicatas a receber.

Identificam-se ainda os fluxos de investimento, que se associam à compra e venda do ativo imobilizado e participações societárias; e os fluxos de financiamento que decorrem das operações de empréstimos de curto e longo prazo.

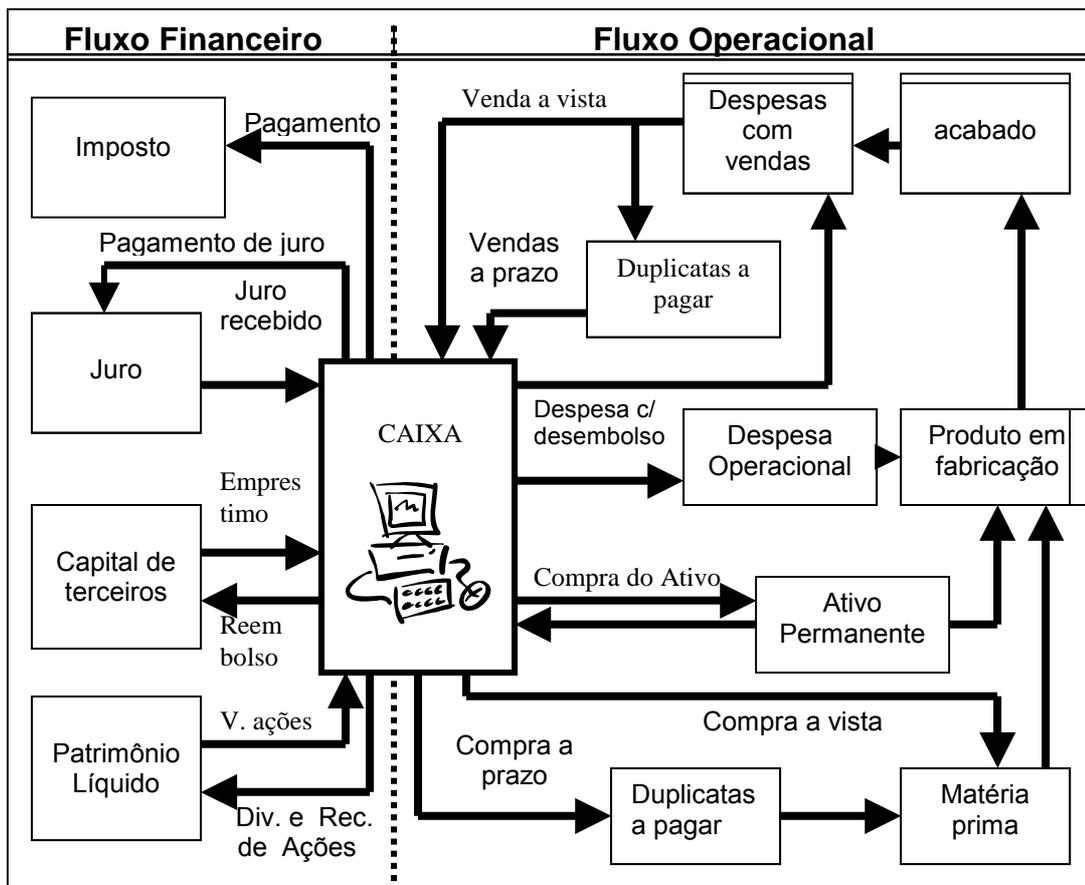


Figura 8 – Fluxo de Caixa através da Empresa

Fonte: Fonte: adaptado de Queiroz (2002:20)

De forma geral, o fluxo de caixa das operações é definido pela diferença do resultado antes dos juros e a depreciação menos os impostos, não levando em conta os investimentos ou as aquisições de recursos para capital de giro, Figura 9. O fluxo de caixa inclui ajustes decorrentes dos investimentos (ativo imobilizado e capital de giro).

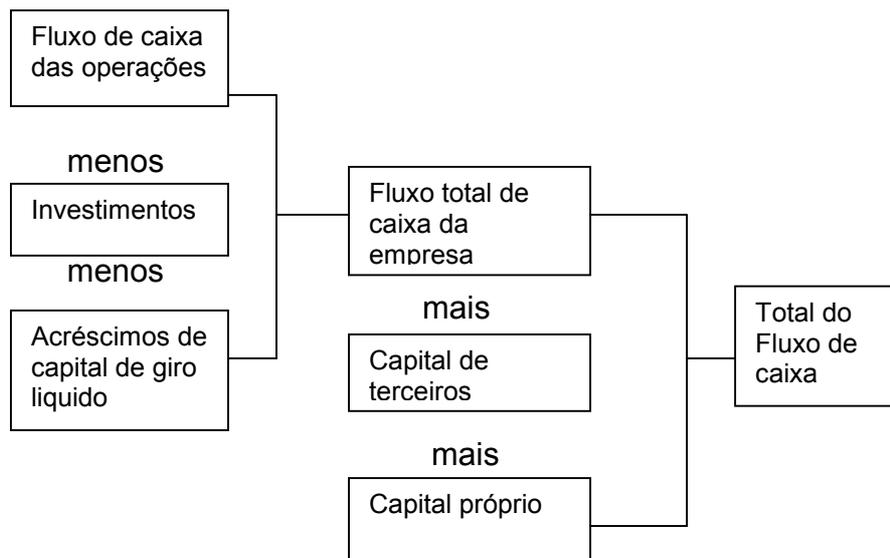


Figura 9 – Fluxo de Caixa Financeiro

Fonte: Adaptado de Ross & Jaffe, (1995)

Uma técnica importante, praticada no setor elétrico, refere-se à projeção mensal ou anual do fluxo de caixa (planejamento financeiro), o que auxilia na identificação de saldos deficitários ou superavitários. No caso de ocorrência de déficit procedem-se a estudos com vistas às alterações no processo de gestão financeira para a busca de alternativas que levem à recuperação do equilíbrio, já que o objetivo é alcançar um plano que demonstre um fluxo de caixa equilibrado.

Entre as estratégias para a recuperação de empresas com fluxo de caixa deficitário, cita-se o aumento de vendas, o que, na maioria das vezes, não se constitui, necessariamente, em incremento imediato de liquidez, em razão de que parte poderá ser feita a crédito.

O equilíbrio econômico-financeiro supõe rentabilidade adequada para o investimento realizado, ou seja, deve garantir que as receitas possam cobrir as despesas e deixar uma margem compatível com a taxa de juros de referência, para remunerar o capital investido. O preço aceitável e justo é o que deve permitir uma receita suficiente para se obter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa. Para Hirschfeld (2000: 491), o fluxo de caixa referente a um empreendimento compõe-se de contribuições, que, de forma geral, são representadas pelos investimentos e receitas líquidas (receitas brutas menos despesas).

No fluxo de caixa, quando existe condição de certeza, é possível declarar que cada contribuição, individualmente, desde o ano “zero” ao ano “n” assume o mesmo

valor. Em condições de incerteza, pode-se avaliar os valores de cada contribuição do fluxo de caixa através de uma série de valores associados às probabilidades de ocorrência, quando cada valor ou contribuição pode ter um número específico associado a cada probabilidade, podendo essas estimativas sofrer variações.

Envolve as entradas e saídas de recursos movimentados na empresa, que do ponto de vista contábil é compreendido e conceituado a partir regime de caixa, isto é, referem-se à data de realização dos pagamentos e dos recebimentos e não à data do fato gerador do gasto e da receita.

Como dito anteriormente, a elaboração do fluxo de caixa feita pelas empresas constitui-se de entradas e saídas, consideradas em periodicidade diária, semanal, mensal, anual ou qualquer outra forma de análise que convier, dependendo do interesse a que serve. Inicia-se com o saldo inicial do período, agregando-se a ele as entradas de recursos, e subtraindo-se as saídas, calculando-se finalmente o saldo final.

Segundo Costa Santos (1998: 25):

Caixa no sentido restrito (*narrow cash*) inclui apenas o dinheiro corrente, moeda e depósitos bancários à vista. No sentido amplo (*broad cash*), inclui os ativos que podem ficar disponíveis, mediante ordens aos agentes financeiros (depósitos à prazo). Equivalente de caixa (*equivalent cash*), ou próximo de caixa (*near cash*) inclui os ativos financeiros transacionados em mercados regulares (títulos do tesouro nacional).

Para Ludicibus et al (2000) os equivalentes de caixa referem-se aos investimentos resgatáveis de forma trimestral, relativamente à sua aquisição. Às atividades de investimento reúnem-se todos os valores movimentados nas contas do Ativo Permanente, bem como a aquisição de bens necessários ao desempenho das atividades da empresa e de ativos adquiridos de outras empresas, como alternativa de aplicação de capital.

Para Pereira (2000: 70):

As variações das disponibilidades durante um exercício, ou num determinado período de tempo que se queira observar, são demonstradas pela origem de todo o dinheiro que entrou nesse grupo de contas, bem como a aplicação de todo o dinheiro que saiu, recebendo o nome de Demonstração de Fluxo de Caixa – DFC.

Tem-se que a demonstração do fluxo de caixa permite importante alternativa, do ponto de vista analítico, em razão de apresentar entradas de recursos segundo a procedência, vinculando-as à rotina da empresa e possibilitando a identificação das

atividades que geram receitas, bem como as que consomem os recursos. Para Cherobim et all (1999:11), se a atividade operacional da empresa não é capaz de prover, ao longo do tempo, as necessidades de recursos de giro, então não será capaz de gerar recursos para honrar seus compromissos financeiros.

De acordo com Ross & Jaffe (1995: 45):

A demonstração do fluxo de caixa ajuda a explicar a variação ocorrida nas contas de disponibilidades [...] que fluxo de caixa não é a mesma coisa que capital de giro líquido (estoques), [...] sendo o valor dos ativos das empresas igual à soma dos passivos e do patrimônio dos acionistas, ou seja, os fluxos de caixa dos ativos de uma empresa (atividades operacionais) devem ser iguais aos fluxos de caixa para os credores e aos fornecedores de capital próprio...

3.1.1.1 Demonstração do fluxo de caixa no setor elétrico

Os fluxos de caixa das empresas de energia elétrica são estruturados de conformidade com as Normas Internacionais de Contabilidade e a NPC 20, emitidas pelo IBRACON, acompanhadas pelo Órgão Regulador. As informações relativas aos fluxos de caixa são utilizadas para avaliação da capacidade que cada empresa tem de gerar caixa e valores equivalentes e a necessidade de utilização desses fluxos para seu processo de gestão financeira.

O fluxo de caixa permite demonstrar as operações financeiras que são realizadas pelas empresas. Segundo Ludícibus e Marion, (1999:218), “demonstra a origem e a aplicação de todo o dinheiro que transitou pelo caixa em um determinado período e o resultado desse fluxo”.

Para Assaf Neto & Silva (1997: 38):

O fluxo de caixa, de maneira ampla “é um processo pelo qual a empresa gera e aplica seus recursos de caixa determinados pelas várias atividades desenvolvidas, onde as atividades da empresa dividem-se em: a) das atividades operacionais; d) das atividades de investimento; e c) das atividades de financiamentos”.

Para isso deverá ser apresentada uma conciliação entre o resultado e o fluxo de caixa líquido gerado pelas atividades operacionais, visando a fornecer informações sobre os efeitos líquidos das transações operacionais e de outros eventos que afetam o resultado.

De acordo com Beuren e Moura (2000) nos Estados Unidos, já em novembro de 1987, o *Financial Accounting Standards Board* – FASB, entidade que regulamenta as políticas de procedimentos contábeis naquele país, emitiu pronunciamento, o

FAS-95, que divide o demonstrativo do fluxo de caixa em três grupos, segundo Silva, Santos e Ogawa (1993): atividades operacionais, atividades de investimento e atividades de financiamento, conforme configuração do demonstrativo do fluxo de caixa apresentado na Quadro 1.

Beuren e Moura (2000) citam que as atividades de investimento dizem respeito à venda de ativos não circulantes, que representam a destinação que a empresa dá aos seus recursos na compra de novos equipamentos ou na ampliação de suas instalações; as atividades de financiamento estão relacionadas à obtenção de empréstimos a curto e longo prazo, bem como à emissão de ações representativas de capital e ao pagamento de dividendos aos acionistas; as atividades operacionais, em geral, referem-se àquelas operações que envolvem produção e venda de fatores produtivos, ou a prestação de serviços. Este grupo permite visualizar a atividade que gera maior caixa operacional, quando comparados a diversos períodos.

No caso das empresas do setor de eletricidade, a demonstração do fluxo de caixa deve ser parte integrante das suas demonstrações contábeis, referente a cada período para o qual as demonstrações devem ser apresentadas. A demonstração em causa permite a avaliação das mudanças nos ativos líquidos, de sua estrutura financeira, além de permitir que as importâncias e prazos dos fluxos de caixa sirvam de instrumentos de adaptação, em fases de mudanças decorrentes de reflexos exógenos.

Nas empresas de energia elétrica o termo caixa é representado pelos numerários disponíveis em caixa e depósitos bancários. Os equivalentes de caixa são os investimentos no curto prazo que representam elevada liquidez, conversíveis em valores de caixa e passíveis de alteração de valor.

As atividades operacionais são as atividades geradoras de receita e outras atividades não relacionadas a investimento e financiamento; as atividades de investimento referem-se às aquisições e vendas de ativos de longo prazo e outros investimentos não inclusos nos equivalentes à caixa; as atividades de financiamento são as que decorrem de alterações no tamanho e na composição do capital e empréstimos a pagar.

Os empréstimos bancários a pagar são geralmente considerados como atividades financeiras. Os saldos bancários a descoberto são incluídos como componentes de caixa e equivalentes à caixa. Uma característica é que o saldo bancário, muitas vezes, flutua entre positivo e sacado a descoberto.

Quadro 1 – Configuração do demonstrativo do fluxo de caixa, segundo o FAS-95

Atividades de Investimento

- (-) aquisição de imobilizado, inclusive juros e despesas capitalizadas
- (-) aquisição de novos negócios e empresas
- (-) aquisição de debêntures e investimentos financeiros a longo prazo, exclusive aplicações de caixa
- (-) aquisição de ações de outras empresas, incluindo os investimentos regulados pela equivalência patrimonial
- (-) empréstimos feitos a outras entidades
- (-) compra por transferência de debêntures de outras entidades
- (+) venda de imobilizado
- (+) venda de negócios
- (+) cobrança do principal relativo a empréstimo feito a outras entidades
- (+) venda, por transferência, de debêntures de outras entidades
- (+) venda de debêntures ou ações de outras entidades, exclusive aplicações de caixa

Atividades de Financiamento

- (-) remuneração aos proprietários (dividendos e outros)
- (-) pagamento de valores tomados por empréstimos, inclusive leasing, regate de debêntures e empréstimos de curto e longo prazo
- (-) requisição de ações próprias e outros títulos relacionados com o patrimônio líquido
- (+) emissão de ações
- (+) subscrições de debêntures, hipotecas e empréstimos de curto e longo prazo

Atividades Operacionais

- (-) aquisição de materiais para produção ou revenda
- (-) salários e encargos sociais dos empregados
- (-) juros sobre empréstimos
- (-) impostos, multas e outras despesas legais
- (-) materiais e serviços gerais
- (+/-) outras transações não definidas nos outros grupos, inclusive pagamentos de causas judiciais, donativos e devolução de pagamentos a clientes
- (+) venda de mercadorias e serviços
- (+) rendas de empréstimos feitos a terceiros (juros) e sobre investimentos em ações (dividendos)

Fonte: SILVA, César Augusto Tiburcio, SANTOS, Jocineiro Oliveira dos, OGAWA, Jorge Sadayoshi. Fluxo de caixa e DOAR. **Caderno de Estudos FIPCAFI/FEA-USP**. São Paulo, nº 9, p. 37-66, out./93, p. 50

De acordo com dados da ANEEL (2001):

Os valores equivalentes à caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos no curto prazo, e não para investimento ou outros fins. Para um investimento se qualificar como equivalente à caixa, deve ser prontamente conversível em uma importância conhecida de caixa e sujeito a um insignificante risco de mudança no valor. Por conseguinte, um investimento normalmente se qualifica como equivalente à caixa, quando tem curto vencimento, por exemplo, três meses ou menos a contar da data da aquisição. Os investimentos em ações de outras empresas são excluídos dos equivalentes à caixa, a não ser que sejam, em essência, equivalentes à caixa, por exemplo no caso de ações preferenciais adquiridas dentro de um curto período de seu resgate e com uma data específica de resgate.

Cada empresa deve apresentar seus fluxos de caixa decorrentes de atividades operacionais, de investimento e financeiras de forma adequada aos seus negócios. A classificação por atividade proporciona informações que permitem aos usuários avaliar o impacto de tais atividades sobre a posição financeira da empresa e o montante da caixa e equivalentes à caixa. Os fluxos decorrentes das atividades operacionais são, em sua maioria, oriundos das principais atividades geradoras de receita, sendo passíveis de resultar das transações e outros eventos incluídos na apuração do resultado patrimonial. De acordo com a ANEEL (2001), os fluxos de caixa que decorrem das atividades operacionais são:

- recebimentos em dinheiro pela venda de mercadorias e a prestação de serviços;
- recebimentos em dinheiro decorrentes de royalties, honorários, comissões e outras receitas;
- pagamentos em dinheiro a fornecedores por mercadorias e serviços;
- pagamentos em dinheiro a empregados ou por conta de empregados;
- recebimentos e pagamentos em dinheiro de uma seguradora por prêmios e sinistros, anuidades e outros benefícios da apólice; e
- pagamentos em dinheiro ou restituição de impostos, a menos que possam ser especificamente identificados com as atividades financeiras ou de investimento; e
- recebimentos e pagamentos em dinheiro com referência a contratos de intermediação (*dealing*), ou para transações próprias de venda (*trading*).

Os fluxos gerados das atividades de investimento representam a extensão em que os gastos se realizaram, com recursos destinados à geração da futura receita e fluxos de caixa. Conforme dados da ANEEL, são exemplos de fluxos de caixa gerados das atividades de investimento:

- desembolsos para aquisição de ativo imobilizado, intangíveis e outros ativos a longo prazo;
- recebimentos resultantes da venda de ativo imobilizado, intangíveis e outros ativos a longo prazo;
- desembolsos para aquisição de ações ou instrumentos de dívida de outras empresas e interesses em *joint ventures*;
- adiantamentos de caixa e empréstimos feitos a terceiros (exceto

- adiantamentos e empréstimos feitos por uma instituição financeira);
- recebimentos por liquidação de adiantamentos ou amortização de empréstimos feitos a terceiros (exceto adiantamentos e empréstimos de uma instituição financeira);
 - desembolsos por contratos futuros, contratos a termo, contratos de opção e *swaps*, exceto quando os contratos destinam-se à intermediação ou transação própria, ou os pagamentos são classificados como atividades financeiras; e
 - recebimentos por contratos futuros, contratos a termo, contratos de opção e *swaps*, exceto quando os contratos são mantidos para intermediação ou transação própria, ou os recebimentos são classificados como atividades financeiras.

Os fluxos de caixa decorrentes das atividades financeiras, segundo a ANEEL (2001), são peças fundamentais dada a sua utilidade para predizer as exigências impostas a futuros fluxos de caixa pelos fornecedores de capital à empresa, sendo exemplo destes fluxos os que se seguem:

- numerário recebido proveniente da emissão de ações ou outros instrumentos de capital;
- pagamentos a investidores para adquirir ou resgatar ações da empresa;
- numerário recebido, proveniente da emissão de debêntures, empréstimos, títulos e valores, hipotecas e outras modalidades de captação de empréstimos a curto e longo prazos;
- amortização de empréstimos a pagar; e
- pagamentos por um arrendatário (*lessee*) pela redução do passivo pendente relativo a um arrendamento (*lease*) financeiro.

Frezatti (1977) menciona que o fluxo de caixa apresenta-se como um instrumento tático e estratégico no processo de gestão empresarial e que a abordagem estratégica está relacionada com o nível de negócios da empresa, não só a curto prazo, mas principalmente a longo prazo. Lembra que a abordagem tática corresponde à visão do fluxo de caixa como instrumento de utilidade restrita e acompanhamento, isto é, concentra-se em questões de menor alcance e mesmo impacto. Para Ludicibus & Marion (1998: 223):

Na movimentação de recursos financeiros incluem-se não somente saldos de moeda em caixa ou depósitos em conta bancária, mas, também, outros tipos de contas que possuem as mesmas características de liquidez e de disponibilidade imediata.

Para Beuren e Moura (2000), o termo utilizado quando da elaboração do Demonstrativo do Fluxo de Caixa para identificar outros tipos de contas é o termo Equivalente de Caixa, ou seja, devem ser considerados como equivalentes de caixa as aplicações financeiras com característica de liquidez imediata.

Frezatti (1999) relata que os componentes do demonstrativo do Fluxo de Caixa são o fluxo operacional, correspondendo às entradas e saídas relacionadas à atividade operacional; o fluxo permanente, ligado aos investimentos no ativo permanente; o fluxo de acionistas que indicam as transações que os afetam; e o fluxo financeiro, decorrente das entradas oriundas de aplicações e/ou captação de recursos.

Na figura 10 estão relacionados esses elementos em comparação com a estrutura proposta pela *Financial Accounting Standards Board* - FASB, subordinada à *Security and Exchange Commission* - SEC, e se assemelha a Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Este órgão regulamenta as políticas de procedimento econômico nos Estados Unidos da América.

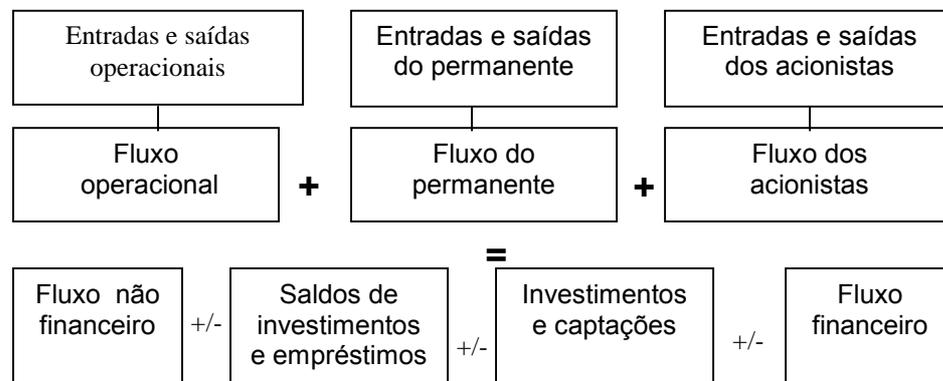


Figura 10 – Componentes do demonstrativo do Fluxo de Caixa

Fonte: adaptado de Beuren e Moura (2000:5)

A elaboração do demonstrativo do Fluxo de Caixa das atividades operacionais se dá através dos métodos diretos e indiretos. Segundo Campos Filho (1999: 41), no método direto “as empresas relatam os fluxos de caixa das atividades operacionais diretamente, mostrando as principais classes de recebimentos”. As entradas e saídas são apresentadas de forma direta, observando primeiro as entradas e depois as saídas, Quadro 2.

Quadro 2 - Fluxos de caixa - método direto

<p>Entradas e saídas de caixa e equivalentes de caixa:</p> <p>Fluxo de Caixa das atividades operacionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> (+) venda de mercadorias e serviços (-) pagamento de fornecedores (-) salários e encargos sociais dos empregados (+) dividendos recebidos (-) impostos e outras despesas legais (+) recebimento de seguros (+/-) caixa líquido das atividades operacionais <p>Fluxo de Caixa das atividades de investimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> (-) vendas de imobilizado (-) aquisição de imobilizado (-) aquisição de outras empresas (+/-) caixa líquido das atividades de investimentos <p>Fluxo de Caixa das atividades de financiamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> (+) empréstimos líquidos tomados (-) pagamento de leasing (+) emissão de ações (+/-) caixa líquido das atividades de financiamento <p>Aumento/diminuição líquido de caixa e equivalente de caixa</p> <p>Caixa e equivalente de caixa – início do ano</p> <p>Caixa e equivalente de caixa – final do ano</p>

Fonte: adaptado de Teles (1997:69)

No método indireto exigem-se os ajustes do lucro líquido ou prejuízo pelas transações. As receitas se referem aos aumentos nos benefícios econômicos durante o período contábil sob a forma de entrada de recursos; aumento de ativos ou diminuição de passivos, que resultam em aumentos do patrimônio líquido, e não se confundem com os que resultam de contribuição dos acionistas.

Para Campos Filho (1997:41):

As empresas que decidem não mostrar os recebimentos e pagamentos operacionais deverão relatar a mesma importância de fluxo de caixa líquido das atividades operacionais indiretamente, ajustando o lucro líquido para reconciliá-lo ao fluxo de caixa líquido das atividades operacionais (método indireto ou de reconciliação).

As demonstrações dos fluxos de caixa no setor de eletricidade podem ser apresentadas em moeda estrangeira, quando registrar-se transações em moeda estrangeira (*reporting currency*) da empresa incluindo montante de moeda externa à taxa cambial na data do fluxo de caixa. São reportados nos termos da Norma Internacional de contabilidade Nº 21 (NIC 21), Efeitos das Taxas Cambiais. As perdas e ganhos de moeda estrangeira não são fluxos de caixa, porém devem ser reportados os efeitos de mudanças nas taxas cambiais sobre o caixa e os valores

equivalentes mantidos ou devidos em moeda estrangeira, para reconciliação no início e fim de cada período.

A estrutura da demonstração do fluxo de caixa pelo método indireto é mostrada no Quadro 3.

Quadro 3 - Fluxos de caixa - método indireto

<p>Entradas e saídas de caixa e equivalentes de caixa</p> <p>Fluxo de Caixa das atividades operacionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> (+) Lucro líquido (+) depreciação e amortização (+) provisão para devedores duvidosos (+/-) aumento/diminuição em fornecedores (+/-) aumento/diminuição em contas a pagar (+/-) aumento/diminuição em contas a receber (+/-) aumento/diminuição em estoques (+/-) caixa líquido das atividades operacionais <p>Fluxo de Caixa das atividades de investimento:</p> <ul style="list-style-type: none"> (+) venda de imobilizado (-) aquisição de imobilizado (-) aquisição de outras empresas (+/-) caixa líquido das atividades de investimento <p>Fluxo de Caixa das atividades de financiamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> (+) empréstimos líquidos tomados (-) pagamento de leasing (+) emissão de ações (+/-) caixa líquido das atividades de financiamento <p>Aumento/diminuição líquido de caixa e equivalente de caixa</p> <p>Caixa e equivalente de caixa – início do ano</p> <p>Caixa e equivalente de caixa – final do ano</p>

Fonte: adaptado de TELES (1997:69)

Relativamente a juros e dividendos, os fluxos devem ser apresentados separadamente de maneira uniforme, conforme Norma Internacional de Contabilidade (NIC 23). Os juros e os dividendos pagos são classificados como fluxo de caixa operacional, por participarem na determinação dos lucros ou prejuízo líquido. Já os juros e dividendos recebidos são registrados como fluxos de caixa financeiros e fluxos de caixa de investimento, respectivamente.

Quanto aos impostos sobre a renda, tem-se que estes resultam de ajustes que dão lugar a fluxos de caixa, classificados como atividades operacionais, de investimento ou financeiras. Os impostos pagos são usualmente classificados como fluxos de caixa das atividades operacionais. Em caso de apropriação, podem ser classificados nas atividades financeiras e de investimentos.

As transações de investimento e financiamento, que não estiverem vinculadas a

uso de caixa ou equivalente, são excluídas das demonstrações de fluxo de caixa, devendo ser apresentadas em outra parte das demonstrações contábeis da empresa. Grande parte dessas atividades não impactam o fluxo de caixa, muito embora afetem a estrutura de capital e demais ativos. Destacam-se entre outras: i) aquisição de ativos mediante assunção de passivo correspondente; ii) aquisição de uma empresa por meio de uma emissão de ações; e iii) a conversão de dívida em capital.

3.1.2 Origem da aplicação de recursos

Beuren & Moura (2000:8) definem a Demonstração da Origem e Aplicação de Recursos – DOAR, como sendo a demonstração contábil destinada a evidenciar, num determinado período, as modificações que originaram as variações no capital circulante líquido da empresa.

A estrutura é definida como sendo formada pelas “origens de recursos, aplicações de recursos, aumento e redução do capital circulante líquido, e mutação do capital circulante líquido” (artigo 188 da Lei 6.404, de 15.12.1976). De acordo com o artigo 176, da Lei epigrafada, as empresas brasileiras que apresentarem Patrimônio Líquido superior a 20.000 Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional, obrigam-se à publicação da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos.

De acordo com a Lei de nº 9.457, de 05.05.1997, a companhia fechada que tiver um patrimônio líquido, na data do balanço, não superior a R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais), não será obrigada à elaboração e publicação da DOAR, porém as empresas que se situarem acima, terão de fazê-lo.

Para Queiroz (1988:32), o Fluxo de Caixa, em sentido amplo, também conhecido como Demonstração do Fluxo Líquido de Caixa, pode ser entendido como uma complementação da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos.

É definido pela Norma Brasileira de Contabilidade (Técnica) – NBC T 3-6, aprovada pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, por meio da Resolução CFC 686, de 14.12.1990 (publicada no D.O.U. de 27.08.1991), quanto ao conceito, estrutura e nomenclatura.

Segundo Pereira (2000: 66):

A DOAR é uma demonstração útil para compreender a evolução da posição financeira da empresa, bem como para assimilar a política adotada pela diretoria da empresa na gestão dos seus recursos. Proporciona ao

usuário das informações contábeis uma visão da empresa sob a ótica financeira, e tem como objetivo apresentar de forma ordenada as informações relativas às operações de financiamento e investimento durante determinado exercício.

A análise da DOAR possibilita melhor conhecimento da política de investimentos e financiamentos da empresa, sendo abrangente e representativa das mutações de caráter financeiro como um todo. É conhecida por quadro de fontes e usos dos recursos, pelos economistas.

É importante que se entenda como e de que forma os recursos passam pela empresa num determinado período, o que pode ser analisado através do relatório da origem e aplicação dos recursos. A origem é representada pelos lucros líquidos, as entradas para o aumento do capital social, pela depreciação do imobilizado, por não representarem desembolso de caixa, além do financiamento de longo prazo.

As demais operações da empresa, entre estas o ativo circulante e passivo circulante, são analisados a partir do conceito do capital circulante líquido, que “é a diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante” (Iudicibus e Marion, 1999:210). Se essa diferença for menor, mais recursos terão que ser alcançados para financiamento das atividades no curto prazo. O demonstrativo das origens e aplicação dos recursos sintetiza essas operações.

Conforme o método direto, o demonstrativo de origem e aplicação dos recursos relaciona-se com as saídas e entradas de fatores monetários, além de evidenciar o entendimento quanto às informações, no que se tange às operações financeiras das organizações.

Através da análise de Beuren e Moura (2000), o demonstrativo de origens e aplicações de recursos pode ser apresentado, nos termos da NBC T 3-6, nas condições a seguir enumeradas:

- **Gerencial** - com as fontes e as aplicações verificadas nos elementos patrimoniais, envolvendo as diferenças nos períodos definidos entre os itens do ativo, passivo e patrimônio líquido;
- **Específico** - apresenta as fontes, segundo os recursos próprios e recursos de terceiros gerados na empresa; as aplicações, conforme os aumentos do ativo, reduções de passivo e do patrimônio líquido entre os períodos em análise;
- **Periódico** - as fontes e as aplicações de recursos são relacionadas segundo os valores correntes (curto prazo), e as fontes e as aplicações de recursos,

conforme os valores não correntes (longo prazo), entre os períodos em análise;

- **Variação do capital de giro** – nos intervalos entre os períodos em análise, mediante a apresentação das fontes e aplicações de recursos de longo prazo, visando calcular as possíveis alterações do capital de giro em razão das variações do capital próprio da empresa, Figura 11.

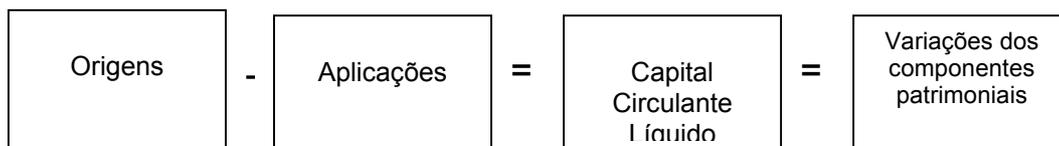


Figura 11 – Efeito das transações sobre o CCL

Fonte: adaptado de Beuren e Moura (2000)

O Quadro 4 apresenta a estrutura do demonstrativo das origens e aplicação de recursos, definida pelos incisos I e IV do artigo 188 da Lei 6.404/76, conforme citado anteriormente.

Beuren e Moura (2000), em sua análise, verificam na estrutura apresentada que, primeiro são evidenciadas as origens dos recursos da empresa, que são o lucro apurado na demonstração de resultado do exercício, com os devidos ajustes referente ao não desembolso da depreciação, amortização ou exaustão; na seqüência, as possíveis realizações de capital social e contribuições para a reserva de capital; os recursos de terceiros provenientes de empréstimos a longo prazo ou recebimento antecipado de contas, previstas para o longo prazo também, bem como da alienação de investimentos e outros direitos classificados no ativo.

A seguir, são relacionadas as aplicações destes recursos, ou seja, a sua destinação ao longo do período em análise. Estas aplicações podem ocorrer na forma de distribuição de dividendos, aquisição de direitos classificados no ativo imobilizado, aumento do ativo com elementos de longo prazo, como investimentos e contas a receber no período seguinte, ou no ativo diferido, podendo, também ocorrer a redução do passivo exigível a longo prazo, como a quitação antecipada de um empréstimo.

Constata-se pela estrutura demonstrada, Quadro 4, que a verificação do efeito das transações do período sobre o Capital Circulante Líquido ocorre pela da

diminuição do total das aplicações de recursos relativa às origens. Se positivo, o resultado refletirá um aumento no Capital Circulante Líquido e, se negativo, refletirá redução, ou seja, evidenciando o excesso ou a insuficiência das origens de recursos em relação às aplicações. A mutação do Capital Circulante Líquido pode ser comprovada, comparando-se os saldos inicial e final do passivo circulante e do ativo circulante durante o período objeto da análise.

Em relação à análise do conceito de equilíbrio financeiro, Assaf Neto & Silva (1993:31), pondera que:

O entendimento de capital de giro insere-se no contexto das decisões financeiras de curto prazo, envolvendo a administração de ativos e passivos circulantes. (...) O conceito de equilíbrio financeiro de uma empresa é verificado quando suas obrigações financeiras se encontram lastreadas em ativos com prazos de conversão em caixa similares aos dos passivos. Segundo este conceito, somente a presença de um CCL positivo não se torna indicador seguro de equilíbrio financeiro. É necessário que se identifiquem nos ativos circulantes as contas de longo prazo (permanentes) e as variáveis (sazonais). (...) Para se manter em equilíbrio financeiro, uma alternativa da empresa é financiar suas necessidades variáveis com dívidas de curto prazo, utilizando os recursos de longo prazo para financiar suas necessidades financeiras permanentes.

Embora pareça semelhante, observe-se que existe uma diferenciação básica entre a DOAR e a DFC, em que a primeira é elaborada com base no conceito do capital circulante líquido e a segunda funda-se no conceito de disponibilidade imediata (regime de caixa).

Para Queiroz (1988:29-31), a DOAR foi criada a partir dos padrões americanos, com pouca significância no Brasil, até o momento de sua introdução pela lei. Contudo, o seu uso, de caráter obrigatório, imposto pela Lei de Sociedades Anônimas, mesmo observando as dificuldades quanto à sua aplicação contábil, permitiu a melhoria nas informações geradas para o gerenciamento das empresas. Ainda, conforme Queiroz (op. Cit.) a sua utilização foi fato circunstancial no entendimento e utilização do conceito de capital circulante líquido, além de permitir o confronto dos fluxos econômicos e financeiros nas operações do processo de produção.

Já a Demonstração do Fluxo de Caixa, entendida como uma complementação da DOAR, objetiva apresentar as informações relativas às negociações financeiras das empresas, permitindo, assim, análises de longo prazo, mediante a utilização dos demais demonstrativos contábeis, disponibilizados pelas empresas.

Quadro 4 – Estrutura da DOAR, conforme Lei nº 6.404/76 (Lei das S. A.)

DEMONSTRAÇÃO DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS			
Exercício Findo em 31.12.19XX			
I – Origens de Recursos			
A - Lucro do exercício, acrescido de depreciação, amortização ou exaustão e ajustado pela variação nos resultados de exercícios futuros;			
B - Realização do capital social e contribuições para reservas de capital;			
C - Recursos de terceiros, originários do aumento do passivo exigível a longo prazo, da redução do ativo realizável a longo prazo e da alienação de investimentos e direitos do ativo imobilizado.			
II – Aplicações de Recursos			
A - Dividendos distribuídos;			
B - Aquisição de direitos do ativo imobilizado;			
C - aumento do ativo realizável a longo prazo, dos investimentos e do ativo diferido;			
D – Redução do passivo exigível a longo prazo.			
III – Aumento ou diminuição do Capital Circulante Líquido			
- o excesso ou insuficiência das origens de recursos em relação às aplicações, representando aumento ou redução do capital circulante líquido.			
IV - Mutação do Capital Circulante Líquido			
- os saldos no início e no fim do exercício, do ativo e passivo circulantes, o montante do capital circulante líquido e o seu aumento ou redução durante o exercício.			
	Saldo em 31.12..XXX0	Saldo em 31.12.XXX1	Aumento ou Diminuição
Ativo Circulante	_____	_____	_____
<u>Passivo Circulante</u>	_____	_____	_____
Capital Circulante			

Fonte: adaptado de Beuren e Moura (2000)

Na sua análise, Queiroz (1988:30-34) comenta as dificuldades de ordem prática na utilização da DOAR por parte do gerenciamento empresarial, e destaca algumas restrições de ordem conceitual:

- O nome Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos não agrada. O termo “recursos” tem conotação usual de bens, haveres, posses, podendo referir-se tanto ao fluxo físico quanto ao financeiro. O termo “fundos” leva naturalmente à consideração de fluxo financeiro, podendo servir tanto para o uso mais restritivo de origens e aplicações de natureza permanente ou quanto para a abrangência dos valores circulantes, no método do fluxo de caixa, outrossim, a contraposição ao Fluxo de Caixa, Fluxo de Fundos é didática e funcional.
- O nome “capital de giro líquido” é mais adequado à tradição contábil, comercial e financeira nacional do que “capital circulante líquido”.
- Os agrupamentos das origens e aplicações de recursos definidos pela lei, além de não abrangerem todas as movimentações possíveis de fundos, omitindo, por exemplo, as origens decorrentes da redução de ativo diferido, não são os mais adequados para sua análise, Assim a classificação das reduções do ativo seria melhor “recursos de origem

interna”, pois essas reduções são de recursos anteriormente integrados ao patrimônio da empresa.

- A omissão quanto aos ajustes do lucro líquido relativo aos vários procedimentos da correção monetária.

3.1.3 Análise e gestão dos investimentos no fluxo de caixa

Lembrando os conceitos dedicados ao estudo da dinâmica financeira empresarial, constante dos itens relacionados nesta pesquisa, tem-se que o incremento do capital circulante líquido, no tempo necessário, está ligado à ocorrência do autofinanciamento, sendo possível concluir que os lucros produzidos pela gestão não são distribuídos em seu todo ou em parte aos acionistas, mas reinvestidos no processo de produção.

Queiroz (1988) ressalva a facilidade de entendimento do capital circulante líquido e a possibilidade de confronto dos fluxos econômicos e financeiros nas operações de produção, lembrando que, apesar de não determinarem relações causais diretas entre as fontes de origens e fundos, permitem diagnosticar os pontos fortes e fracos a serem utilizados como parâmetros para a definição da estratégia empresarial.

A idéia de autofinanciamento coincide com os lucros não distribuídos e retidos pela empresa, somente na hipótese de todos os custos e receitas do exercício representarem entradas e saídas monetárias. No entanto, conforme o Plano de Contas do Setor Elétrico Brasileiro (2000), é prática notável nas empresas a existência de defasagem temporal entre fluxo monetário e a competência econômica dos respectivos custos e receitas. Não há coincidência quantitativa entre lucros não distribuídos e autofinanciamento.

Na seqüência, Queiroz (1998:37-39) confirma a importância da identificação dos fundos de origem interna e os de origem externa para a avaliação do autofinanciamento e do endividamento da empresa.

Os fundos de origem interna advêm da venda ao mercado de bens e serviços produzidos pela empresa ou da alienação de outros ativos. Caracterizam-se como origens internas operacionais e não-operacionais.

São consideradas origens internas operacionais, porque a agregação do valor ao produto, fato gerador dos fundos, deu-se internamente, devido ao processo de produção. É de origem interna não-operacional ou do patrimônio porque os ativos alienados não sofrem transformação industrial, não fazem parte do processo produtivo. São de origem interna pelo fato de serem valores já incorporados ao

patrimônio da empresa, não havendo sentido considerá-los como origem de terceiros, conforme previsto na legislação brasileira.

Os fundos de origem externa definem a estrutura de capital da empresa, sendo classificados em origem externa dos proprietários, quando decorrentes de aportes novos de capital ou aumentos das reservas de capital; origens externas de terceiros, quando advindos do aumento das exigibilidades de longo prazo.

Voltando aos aspectos da dinâmica do capital circulante líquido, onde se identifica que o seu incremento, no tempo, está ligado à ocorrência do autofinanciamento, infere-se das interpretações de Queiroz (1998:52-57) e de Pereira (2001:81-84), ser o CCL constituído pela porção dos lucros não distribuídos aos acionistas, ou seja, recursos da própria empresa ou de valores das parcelas relativas à depreciação, que se constituem em recurso impróprio e de caráter temporário, dada a sua absorção num determinado tempo, ao se substituir os imobilizados por novos bens, Figura 12.

Assim, é possível numa acepção mais ampla, definir autofinanciamento como sendo a possibilidade de realizar a expansão dos investimentos sem recorrer a financiamentos externos, sejam atraídos por vínculo de capital ou empréstimo. Assim, num determinado período de gestão empresarial terá ocorrido autofinanciamento se o conjunto dos investimentos líquidos das economias internas da empresa superar o valor dos recursos que ingressarem na empresa por aumento de empréstimos ou de capital social.

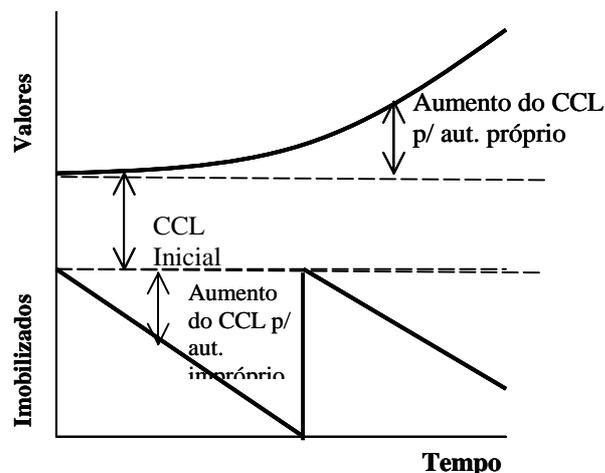


Figura 12 Capital Circulante Líquido e Autofinanciamento das Empresas
Fonte: Adaptado de Queiroz (1988: 52-57) e Pereira (2001:81-84)

Do ponto de vista da Teoria Econômica, o termo investimento pode ser definido como sendo a utilização de recursos próprios ou de terceiros quando o objetivo for a formação de capital novo. Para Horngren et al(1997:661), “investimento refere-se aos recursos ou ativos utilizados para gerar lucro. [...] A questão, portanto, não é o tamanho do lucro operacional em si, mas o seu tamanho em relação aos recursos utilizados para obtê-lo”.

A área de gestão dos investimentos, tanto no setor de eletricidade como em qualquer outra unidade de produção, por estar ligada a momentos especiais de decisão estratégica e global, deve ser tratada de forma especial, uma vez que as decisões de investimentos incidem de forma duradoura sobre os destinos da empresa.

Respeitando os objetivos estratégicos preestabelecidos, as principais decisões de investimentos no setor elétrico, quanto ao grau de necessidade, podem ser identificadas observando a classificação gerada das análises de propostas identificadas por Brigham (2001:421-423), além das práticas usualmente tiradas de aplicações dos Planos de Contas do Setor Elétrico:

- **Investimentos em expansão** – decisões ligadas à evolução da empresa no sentido amplo (mercado final, bens produzidos ou processo técnico interno de produção);
- **Investimentos obrigatórios** – decisões impostas de fora para dentro da empresa (ambiente externo, legislação etc.). Não se justificam em um plano integrado e no conjunto, rentável;
- **Desmobilizações** – decisão utilizada quando o investimento deixa de ser rentável;
- **Substituição** – interesse renovado em projeto inicial ou nos casos de boa oportunidade de investimento;
- **As manutenções** – em sentido técnico podem ser vistas como alternativas de substituições, porém se realizadas previamente fazem parte da definição da política de gestão dos investimentos.

Entre os componentes do fluxo de caixa de qualquer projeto, que possua padrão convencional, pode-se incluir, entre outros, o investimento inicial, que representa a “saída de caixa relevante no instante zero, associada a um projeto proposto” (Gitman, 1991997:294). O termo investimento inicial refere-se à saída de caixa

relevante, que deve ser considerada no momento em que se avalia um possível dispêndio de capital. Este cálculo é realizado obtendo-se a diferença entre as saídas e as entradas que ocorram no momento em que o investimento é realizado.

Os investimentos da empresa absorvem os recursos obtidos e têm por objetivo o aumento dos ativos ampliando o nível de produtividade nas operações da empresa. As operações de aquisição de novos ativos e venda de ativos usados constituem os gastos de capital.

Quando a empresa realiza novos investimentos, a sua pretensão está voltada para maiores ganhos para o acionista, por haver agregado valor à empresa. Isso somente ocorre se o retorno dos novos investimentos for maior do que o retorno atual das operações da empresa. Em uma situação sem impostos, os novos investimentos podem ser financiados por capital próprio e por capital de terceiros da mesma forma, pois o valor da empresa se iguala.

Para Finnerty (1999:88-05), no âmbito dos planos de financiamento é usual a análise da aferição, quando da realização de determinados investimentos, no sentido de se conhecer a capacidade de geração de recursos ou de se autofinanciar. Neste caso é importante o conhecimento de determinados itens, tais que: a análise cuidadosa das fontes de recursos, do fluxo de caixa disponível e da disponibilidade de mecanismos de suporte de crédito. Em síntese, devem ser consideradas medidas de desempenho.

Segundo Gomes & Salas (1999:13):

Um dos grandes problemas encontrados em diversos tipos de organização é o relativo uso de medidas inadequadas no processo de avaliação de desempenho, quer individual, de grupos quer de toda a entidade. [...] os indicadores financeiros (índices de liquidez, solvência e rentabilidade etc.), podem, quando não reconhecidas suas limitações, implicar prejuízos irremediáveis para as diversas tomadas de decisão (internas e externas) e para toda a organização.

- **Margem Operacional Bruta**

No âmbito dos planos de financiamento é usual a análise da aferição, quando da realização de determinados investimentos que apresentem a capacidade de geração de recursos (cobertura de encargos de juros). É importante que se conheça o EBITDA ou LAJIDA (lucros antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações), como é chamado no Brasil, para saber se a empresa consegue aglutinar recursos, descontando fatos externos. Se negativo, quer dizer que

descontando ganhos extraordinários (venda de ativos ou créditos fiscais), a empresa está auferindo prejuízo.

Na análise que demonstra o desempenho de uma empresa, levando em consideração os ganhos gerados por sua atividade principal, o EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) é o parâmetro mais confiável. Significa também ganhos líquidos de uma empresa antes que sejam contabilizados gastos com pagamento de juros, envelhecimento das suas instalações, impostos devidos e abatimento de dívidas. É o lucro operacional (excluídas as aplicações no mercado financeiro), acrescido do valor da depreciação dos ativos (instalações, equipamentos, máquinas etc).

Para Pereira (2001: 92):

A DFC difere do EBITDA no que diz respeito às operações, já que também considera como operacional o custo do eventual capital tomado emprestado, os impostos sobre o lucro e os ganhos ou perdas não operacionais, além de considerar os ajustes para mais ou para menos da variação do capital de giro líquido.

É um indicador que mede a produtividade e eficiência do negócio. O mercado considera mais relevante a variação percentual do seu crescimento ou de sua queda em relação ao período anterior, do que o seu valor isoladamente. Avalia maior eficiência ou recuperação do nível de produtividade da empresa

Nos termos da Lei 6.404/76, e normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), as empresas de capital aberto são obrigadas a apresentar, através das Informações Trimestrais (ITR), a posição por trimestre dos demonstrativos contábeis, incluindo o Demonstrativo de Resultado (DRE), cujo formato é apresentado no Quadro 5.

O balanço é uma demonstração financeira de todas as atividades de uma empresa. É o que mais interessa ao mercado, quando se deseja avaliar o desempenho de uma empresa. As informações nele contidas devem ser analisadas antes de qualquer decisão. Segundo Iudicibus (1998:92):

A demonstração de resultado do exercício é um resumo ordenado das receitas e despesas da empresa em período determinado (12 meses). É apresentada de forma dedutiva (vertical), ou seja, das receitas subtraem-se as despesas e, em seguida, indica-se o resultado (lucro ou prejuízo).

Outra abordagem que não deve ser desconhecida é a amplitude da dívida líquida da empresa, por permitir que se avalie a existência de algum saldo de recursos para

investimento, depois de cumpridas as demais obrigações. Para o conhecimento da dívida líquida é necessário que se subtraía da dívida total os saldos disponíveis (caixa mais aplicações financeiras).

É uma necessidade o conhecimento da verdadeira estrutura das obrigações da empresa, tanto no curto prazo ou diluída no longo prazo, já que permite saber sobre a existência de disponibilidades para o cumprimento das obrigações vincendas. Para se ter a idéia da existência de cobertura no curto prazo, uma forma é dividir o EBITDA pelo valor da dívida total, obtendo, assim, o índice de cobertura, revelando inclusive o tempo que a empresa levará para cumprir suas obrigações. Caso as dívidas forem apresentadas em moeda estrangeira a empresa poderá se apresentar vulnerável, em razão das variações cambiais.

O lucro líquido da empresa representa quanto foi seu ganho total, descontado os impostos, custos e despesas operacionais, conforme registrado na Figura 10. Sobre este valor será possível o cálculo dos dividendos.

Para calcular o EBITDA ou LAJIDA ter-se-á que agregar ao lucro operacional bruto, o valor da depreciação (imóveis, equipamentos, etc.), regularmente, incluso no custo dos produtos vendidos, não devendo, para isto, diminuir as despesas financeiras e a correção monetária. No Quadro 6, que se segue, chega-se ao EBITDA ou LAJIDA.

Em caso de avaliação de uma empresa recomenda-se o cálculo do Fluxo de Caixa Livre (FCL) que “é o fluxo de caixa efetivamente disponível para distribuição aos investidores, após a empresa ter feito todos os investimentos em ativos fixo e capital de giro necessários para manter em andamento as operações” (Brigham et all, 2001:62-85). Para Damadoran (2001:123), o FCL é o fluxo de caixa gerado por uma empresa, obtido depois dos impostos, que se encontra disponível para os credores e acionistas.

Quadro 5 – Demonstrativo de Resultado do Exercício

Demonstrativo do Resultado do Exercício	
	Receita Operacional Bruta
(-)	Deduções da Receita Bruta (ICMS, PASEP-PIS, COFINS, ISS e RGR)
	Receita Operacional Líquida
(-)	Custos dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados
	Lucro Bruto
(-)	Despesas Operacionais
	Despesas com Vendas
	Despesas Gerais e Administrativas
	Despesas financeiras
	Correção Monetária
	Lucro Operacional
	Receita (despesa) Financeira
	Resultado Operacional
	Receita não Operacional
(-)	Despesa não Operacional
	Lucro (Prejuízo) Antes do Imposto de Renda
(-)	Provisão para Imposto de Renda
	Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício

De acordo com Pereira (2001:92):

A DOAR difere do EBITDA no que diz respeito às operações, considerando também como operacional o custo do capital tomado emprestado, os impostos sobre o lucro e os ganhos e as perdas não operacionais, mas não considera os ajustes para mais ou para menos da variação do capital de giro líquido.

Brighan et all (2001:62-85) deixam claro que o fluxo de caixa livre é diferente do fluxo de caixa tradicional, pelo fato de o fluxo de caixa livre ter sua origem nas operações correntes disponíveis para distribuição, que não produz reflexo no nível de crescimento do negócio. Conclui ainda que é a disponibilidade de caixa sem afetar o nível de crescimento da empresa. O fluxo de caixa livre pode recorrer ao fluxo de caixa do capital próprio (ou do acionista), diferenciando apenas quanto às dívidas.

Quadro 6 - O EBITDA ou LAJIDA

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO
Receita Operacional Bruta
(-) Deduções da Receita Bruta (ICMS, PASEP-PIS, COFINS, ISS e RGR)
Receita Operacional Líquida
(-) Custos dos Produtos Vendidos e Serviços Prestados
Lucro Operacional Bruto
(-) Despesas Operacionais:
Despesas com Vendas
Despesas Gerais
Despesas Administrativas
Depreciação
EBITDA ou LAJIDA

Segundo Damodaran (1997: 449):

Fluxo de caixa livre representa o fluxo realizado em operações através das quais os administradores têm poder discricionário; eles podem os usar em projetos, contratados com os *stakeholders*, ou podem os segurar como dinheiro corrente nos casos de desequilíbrio financeiro.

A diferença entre o fluxo de caixa de uma empresa sem dívidas e o fluxo de caixa de uma empresa com dívidas é exatamente o pagamento de juros, avaliado após o imposto de renda, bem como a eventual restituição (amortização) do principal (Quadro 7). É interessante notar que o fluxo de caixa livre seria o fluxo de caixa observado, levando em conta exclusivamente os fluxos operacionais e de investimento, não incluindo os aspectos referentes ao fluxo de financiamento.

Quadro 7 – Fluxo de Caixa Livre

Receitas Líquidas de Vendas
(-) Custos do Produto Vendido
(-) Despesas Operacionais
= EBIT (Lucro Operacional)
(+) Despesas Operacionais Não Caixa
(Ex. Depreciação, Amortização, Exaustão, etc.)
= EBITDA
(-) Imposto de Renda/Contribuição Social (% trib. -EBIT)
(=) Geração de Caixa Operacional
(-) Investimentos Permanentes
(+/-) Variação no Capital Circulante Líquido
= FLUXO DE CAIXA LIVRE

3.1.4 Análise da gestão do capital de giro

No setor elétrico a gestão do capital de giro tem importância a partir da determinação da Base de Remuneração, conforme pode ser constatado nas recomendações da ABRADÉE (2002). Assim, quando positivo, deve incorporar o investimento remunerável da mesma forma que o saldo do almoxarifado.

Para Braga (1995) a administração do capital de giro é dinâmica, exigindo atenção especial das empresas, uma vez que qualquer das áreas financeiras poderá comprometer a capacidade de solvência ou prejudicar a rentabilidade do capital. Constitui um processo de planejamento e controle dos recursos financeiros aplicados no ativo circulante.

A análise das demonstrações financeiras permite o conhecimento dos principais aspectos da empresa, não só do ponto de vista dos índices que possibilitam o monitoramento - apesar de superficial - mas também de áreas selecionadas, como é o caso do fluxo de caixa que, no conjunto, admite uma análise mais profunda dos negócios.

Para Boisvert (1999:11-17), os resultados gerados pela utilização dos modelos tradicionais de cálculo do custo de produção são pouco pertinentes para a tomada de decisão e os confrontos de receita e despesa, calculados conforme o princípio contábil da confrontação, geralmente proporcionalizam os gastos gerais relativamente ao volume produzido.

Nos aspectos da dinâmica financeira, conforme Braga (1989), o capital de giro corresponde aos recursos aplicados pelo Ativo Circulante (AC), sendo constituído pelo Passivo Circulante (PC) e pelo Capital Circulante Líquido (CCL). Este último representa a parcela dos recursos aplicados no giro das operações.

Os Passivos Não Circulantes são constituídos pelas contas que integram o exigível em longo prazo, resultados de exercícios futuros e patrimônio líquido. Os Ativos Não Circulantes (ANC) são formados pelas contas do realizável em longo prazo e do ativo permanente, podendo, a partir daí definir, os critérios de realização do Capital Circulante Líquido.

Para Queiroz (1988:54), a necessidade de capital de giro pode ser medida pela diferença entre as necessidades cíclicas das operações e as origens cíclicas das operações. Desta mesma análise, infere-se que o Ativo Circulante e o Passivo Circulante, conforme a natureza financeira podem ser subdivididos em Ativo

Circulante Financeiro (ACF), Ativo Circulante Cíclico (ACC), Passivo Circulante Oneroso (PCO) e Passivo Circulante cíclico (PCC).

Segundo Braga (1989):

O Ativo Circulante Cíclico compreende as contas relacionadas às atividades operacionais (estoques, duplicatas a receber, provisão para devedores duvidosos, despesas pagas antecipadamente e outras) [...] O passivo circulante cíclico é formado pelos passivos em funcionamento, de curto prazo (duplicata a pagar a fornecedores de materiais ou serviços, salários, encargos sociais a pagar, impostos, taxas, contribuições e contas a pagar diversas), podendo ainda incluir dividendos, das participações estatutárias e do imposto de renda a pagar sobre os lucros, apesar da natureza estática desses elementos.

Com base nos estudos desenvolvidos por Braga (1995), para o conhecimento da Necessidade de Capital de Giro (NCG), é importante a utilização da metodologia FLEURIET (divulgada no Brasil pela Fundação Dom Cabral de Belo Horizonte, Minas Gerais), útil para a geração de informações sobre a dinâmica das empresas, pela clareza quanto à identificação dos investimentos operacionais no curto prazo, Figura 13.

Outra metodologia é apresentada por Queiroz (1988), a do Investimento Operacional de Capital de Giro (IOG). Também, este último autor registra o estudo da integração do IOG à DOAR, mediante detalhamento relativo variação do capital circulante líquido (CCL), em duas partes básicas: no IOG e no saldo de Tesouraria (T) (diferença entre as aplicações financeiras e os financiamentos de curto prazo), permitindo a análise vertical e horizontal desses elementos na DOAR.

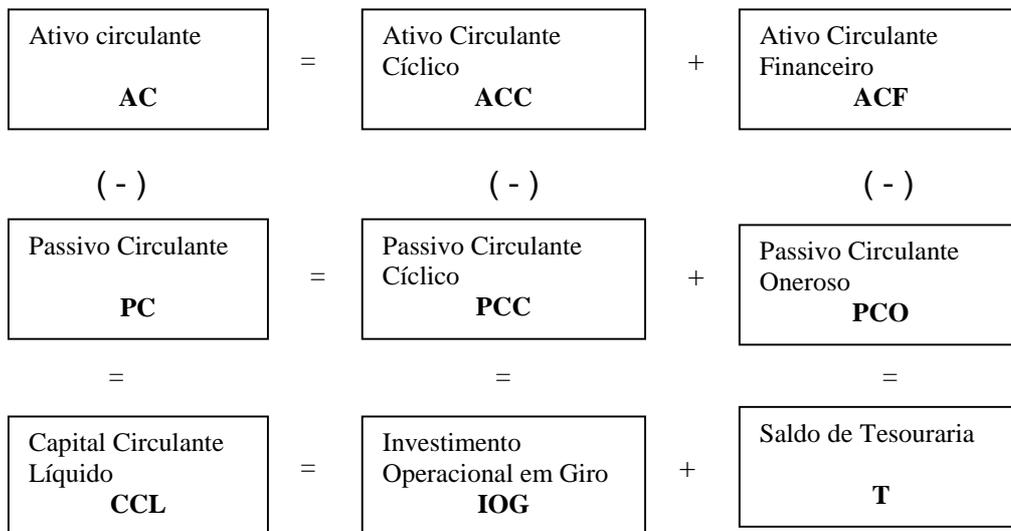


Figura 13 Aspectos da Situação Financeira de Curto Prazo

Fonte: Adaptado de Braga (1989)

Tanto Queiroz (2000:27-30), quanto Braga (1995:9-10) vinculam a necessidade de capital de giro às características dos negócios ou às atividades desenvolvidas pelas empresas. A primeira característica associa-se ao ciclo financeiro, enquanto que a segunda, ao nível das atividades da empresa, que de forma mais acentuada afeta a necessidade de capital de giro com o ciclo financeiro de longa duração, do que as do ciclo financeiro de curta duração. Assim, para melhor entendimento, nas duas observações tem-se o foco apresentado pelo método Fleuriet, com a estrutura patrimonial sendo identificada conforme destaque no Quadro 8.

Quadro 8 - Redistribuição do Balanço Patrimonial:
Método Fleuriet

Ativo circulante Financeiro ACF	Passivo Circulante Financeiro PCF
Ativo Circulante Operacional ACO	Passivo Circulante Operacional PCO
Realizável a Longo Prazo e Ativo Permanente RLP + AP	Exigível a Longo Prazo e Patrimônio Líquido ELP + PL

Fonte: Adaptado de Queiroz (1988:27-30) e Braga (1995:9-12)

- **O investimento operacional em giro e o crescimento do autofinanciamento**

Para Queiroz (1988:54-557), as configurações entre as análises do capital circulante líquido, a necessidade de capital de giro e os recursos de curto prazo (tesouraria), identificam a situação de liquidez da empresa, quando a manutenção do capital circulante líquido positivo for maior que o investimento operacional de giro. Isto significa dizer que aumentando o capital circulante líquido (saldo de recursos de longo prazo), a empresa estará financiando tanto os investimentos no Giro Operacional, como as aplicações financeiras efetuadas.

Os lucros retidos (lucros líquidos, menos dividendos), Figura 14, permitirão o crescimento do capital circulante líquido, viabilizando a expansão do investimento operacional de giro, desde que esses recursos não sejam voltados para financiamento de ativos não circulantes. O fato significa estar a empresa viabilizando

recursos próprios e de terceiros em longo prazo, suficientes para o financiamento de ativos permanentes e, neste caso, os recursos gerados pelas operações serão reaplicados no capital de giro.

Segundo Braga (1985):

Para a determinação dos valores dos fundos incorporados ao capital circulante líquido, é importante adicionar aos lucros retidos, as despesas de depreciação, amortização e exaustão que foram recuperadas nas receitas de vendas, mas não representaram utilização de capital circulante líquido. Na DOAR estas despesas são somadas ao lucro líquido pela mesma razão e os dividendos aparecem com a aplicação do capital circulante líquido.

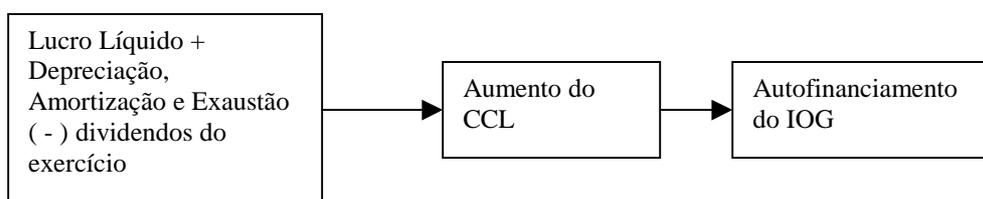


Figura 14 – Mecanismo de autofinanciamento do IOG

Fonte: adaptado de Braga (1995)

Para Ross & Jaffe (1995:52) “as margens de lucro são determinadas dividindo-se o lucro pela receita operacional total”. Desta forma, o lucro é o valor residual que restará, depois que as despesas tiverem sido deduzidas das receitas, ou seja, é qualquer valor além daquele necessário para manter o capital do começo do período.

A Margem Bruta é calculada dividindo o lucro bruto pela receita líquida, sendo um dos melhores indicadores de produtividade ao se comparar duas empresas de mesma atividade: aquela que tem maior margem bruta é a mais produtiva (seja por eficiência nos processos, ganho de escala, estrutura de custos, etc.).

O Lucro Bruto é a diferença entre a receita líquida e o custo dos produtos vendidos. E a receita líquida, o montante que a empresa efetivamente recebe pelas vendas de seus produtos e/ou serviços, ou seja, o faturamento (receita bruta) - caso das empresas de energia elétrica - menos os impostos (ICMS, IPI, ISS, PASEP-PIS e COFINS).

Já a Margem Operacional é determinada pela divisão do lucro operacional pela receita líquida, sendo um bom indicador de eficiência operacional: comparando-se duas empresas de mesma atividade, aquela que tem maior margem operacional é a

que apresenta melhores resultados para cada real vendido, tendo assim custos operacionais mais reduzidos (Ludícibus, 1998:110-112).

A Margem Líquida é definida pela divisão do lucro líquido em relação à receita líquida, sendo um indicativo de lucratividade. Comparando duas empresas com a mesma atividade, aquela que tem maior margem líquida é a que apresenta melhor rentabilidade no negócio, incluindo-se aí a questão operacional, financeira e extra-operacional.

3.2 Estrutura de capital equilibrada

Esta unidade apresenta os numerosos fatores que podem influir nas decisões referentes à estrutura de capital de uma empresa, ou seja, na escolha da composição ótima das fontes de financiamento (recursos próprios e de terceiros). A importância das decisões quanto à estrutura de capital de uma empresa relaciona-se, do ponto de vista da Teoria Econômica, a imperfeições de mercado, como existência de impostos, de custos diversos e, dentre estes, a emissão de títulos, custos de falência e de conflitos de interesse entre acionistas e credores.

Define-se, desta forma, a Estrutura de Capital como sendo a composição do financiamento da empresa, formada de recursos próprios e de terceiros, representados no Balanço Patrimonial, em especial, nas contas do Patrimônio Líquido e nas contas de Passivo ou Exigível de Curto e de Longo Prazo.

Em sua análise da relação entre valor e alavancagem, Gitman (1997) identifica quatro fatores determinantes da estrutura de capital: i) conflito de interesses entre acionistas, administradores e credores (teoria de *agency*); ii) desigualdade de informações a respeito da situação e das perspectivas da empresa entre os administradores e os acionistas/mercado de capitais – (assimetria de informações); iii) Influências das características dos produtos e da estratégia de negócios da empresa; e iv) Influências das características dos produtos e da estratégia de negócios da empresa.

Para Gitman (1997: 430), “a estrutura ótima de capital de uma empresa resulta do equilíbrio dos custos e benefícios dos empréstimos, para minimizar o seu custo médio ponderado de capital”. Embora seja importante, a estrutura de capital não se apresenta tão essencial quanto o produto e os serviços prestados, isto porque uma empresa possui outras formas de recuperar valor que não a melhoria de sua estrutura de capital, com destaque para a redução de custos e aperfeiçoamento dos

aspectos de qualidade.

Para Gitman (op. cit.), capital são os fundos a longo prazo da empresa, todos os itens constantes do lado direito do balanço, com exceção dos passivos circulantes. Constituem-se capital de terceiros todos os empréstimos a longo prazo, e capital próprio os fundos a longo prazo, fornecidos pelos acionistas.

Segundo Silva (1999: 76-77):

Na análise da Teoria da Produção, a opção pela atividade produtiva impõe a necessidade de fazer aplicações que, embora complementares, apresentam períodos de realização muito distintos. Por meio dessas aplicações, o capitalista adquire os vários tipos de bens e serviços com os quais porá em andamento o processo de produção...

A estrutura de capital de uma empresa “indica as proporções de financiamento com capital próprio e capital de terceiros de curto e de longo prazo” (Ross & Jaffe, 1995:26-27). Os planos de financiamentos utilizados estabelecem como o valor da empresa é distribuído às instituições credoras ou aos acionistas. O valor dos ativos é determinado no momento em que a empresa toma a decisão de investimentos.

Cita Ross & Jaffe (1995:300) que a empresa tem alternativas de escolha de qualquer estrutura de capital que venha a desejar, podendo emitir ações preferenciais com taxas variáveis, *warrants*, debêntures conversíveis, *caps* e *collars*. Pode optar por operações de *leasing*, *swaps* de taxas de juros e usar contratos de termos. Isto mostra ser grande o número de instrumentos, fazendo com que as variações das estruturas de capital sejam inumeráveis.

Uma empresa tem toda abertura para a escolha de proporções entre capital de terceiros e capital próprio, dependendo de qual for a melhor estrutura. Ross & Jaffe (op. cit.), nos enfoques apresentados associam essa questão à teoria da pizza, no que se refere à soma dos valores dos direitos financeiros sobre empresa, dívidas e ações, ficando claro que a estrutura de capital que produz maior valor para a empresa é a mais benéfica aos acionistas. Com isto verifica-se que a estrutura ótima de capital resulta do equilíbrio dos custos e benefícios dos empréstimos, para minimizar o custo médio ponderado de capital.

No sentido de complementar o entendimento é interessante reportar-se às propostas de análise de custos apresentadas por Modigliani e Miller (1958), citados por Brigham et al (2001:573-575) [...], que o valor de uma empresa não é afetado por sua estrutura de capital, não importando como a empresa financia suas operações, dado ser a referida estrutura irrelevante. Quando Modigliani e Miller

indicam tal situação, mostram indícios sobre o que é necessário para que a estrutura de capital seja relevante para a aferição do valor da empresa.

Para Cherobim e Fama (2000), na proposição de Modigliani e Miller o valor de mercado de qualquer firma é independente de sua estrutura de capital, e é dado pela capitalização dos retornos esperados (EBIT), a uma taxa de risco adequada a sua classe de risco. Na interpretação de Modigliani e Miller o único imposto cobrado é o imposto corporativo, calculado após os juros, o que não é totalmente verdadeiro, confirmando os destaques apontados por Brigham et all (2001:573-609).

$$V_L = V_U = \frac{\text{EBIT}}{\text{WACC}} = \frac{\text{EBIT}}{K_{sU}}$$

Onde:

V_L - valor da empresa

K_{sU} – taxa constante de risco do negócio

WACC – custo ponderado médio de capital da empresa

3.2.1 Estrutura ótima de capital para o setor elétrico

Como já mencionado neste trabalho, a partir da década de 80, tanto o setor elétrico como a economia vem enfrentando sérios problemas em relação à geração de recursos para investimentos em expansão. As empresas, de forma geral, ao longo dos anos, mesmo com os diversos mecanismos tarifários apresentados, não tiveram condições de obtenção dos recursos necessários para o financiamento de suas atividades. Ao longo dos anos, e principalmente a partir da década de 1970, as empresas se viram obrigadas à utilização de forma acentuada de capital de terceiros, para a expansão das capacidades de produção, implicando acréscimos no custo de capital.

Conforme destacado por Santana (1987:27-28), em sua análise sobre a evolução do serviço da dívida, o consumo, os investimento e os recursos próprios abordados no Plano de Recuperação Setorial do Setor Elétrico Brasileiro, no período de 1973 a 1983, é demonstrado de forma clara a discrepância entre o crescimento do serviço da dívida e a queda na geração de recursos próprios, comprovando que para a manutenção do nível de investimento, as empresas tiveram seus custos financeiros elevados.

Da análise pode-se concluir que não foi diferente no período pós 1983. Basta, para tanto, analisar a estrutura patrimonial das empresas, a partir do período e

verificar a espantosa queda na estrutura de geração interna de recursos, com acentuado nível de endividamento e criação de uma cultura de inadimplência intra-setorial, generalizada, implicando na necessidade de uma reordenação das políticas direcionadas para o setor elétrico brasileiro, fato citado neste trabalho.

Para Santana (1987: 29-30):

É cada vez mais importante a consideração dos custos na estrutura de capital das empresas, no processo de planejamento da expansão do setor elétrico. [...] A estrutura de capital das empresas do setor elétrico tornou-se um fator preponderante na análise das alternativas de investimento, em razão das freqüentes mudanças nos níveis das taxas de juros nacionais e internacionais e das elevadas taxas de endividamento do setor.

3.2.1.1 Custo do patrimônio líquido

Damodaran (1997) define o custo do patrimônio líquido como sendo a taxa de retorno exigida pelos empresários para a realização de um investimento patrimonial, sendo que, como critério de abordagem para esta estimativa, são adotadas duas alternativas: utilização de um modelo de risco e retorno ou a aplicação de um modelo de crescimento de dividendos. No setor elétrico, há a concordância da ABRADÉE (2001), para que o custo do capital próprio seja estimado a partir de risco e retorno.

Para se determinar a receita requerida, que corresponde ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão, um fator determinante é a forma de se ter a remuneração do capital próprio e a remuneração do capital de terceiros, conceitualmente destacadas no item 3.2, necessárias para a determinação do custo de capital.

Esses critérios se referem à adoção do custo médio ponderado de capital (WACC) e ao modelo de precificação de ativos de capital (CAPM), utilizados pela ANEEL (2001), quando da especificação da Nota Técnica 073/2001/SER/ANEEL.

- **Modelo de risco e retorno**

Neste caso, o modelo com mais vantagem é o que define o risco das empresas nos termos da volatilidade e o *Capital Asset Price Model (CAPM)*. Este modelo é considerado mais simples e capaz de fornecer implicações consideráveis e passíveis de testes. Sua fórmula, adaptada de Damodaran (1997:45) é:

$$K_{SL} = K_{Rf} + (K_m - K_{Rf}) \cdot b_u + (K_m - K_{Rf}) \cdot b_u$$

K_{SL} – custo do capital próprio ou taxa de retorno esperada sobre o ativo

K_{Rf} – taxa de livre risco ou a taxa esperada sobre de “risco livre” ou zero

K_m - é o retorno esperado sobre o índice de mercado

$(K_m - K_{Rf}) \cdot bu$ – prêmio de risco

bu – coeficiente beta da empresa na ausência de alavancagem financeira (risco sistemático do capital próprio)

O CAPM é entendido como um modelo que descreve o relacionamento entre o risco e o retorno previsto. Identifica que o retorno previsto ativo é igual à taxa de retorno ao risco livre mais um prêmio de risco, pois caso o retorno não combinar com o retorno requerido, o investimento não deve ser realizado. “Estima ainda, o retorno a partir da perspectiva do investidor medida em termos do fluxo de caixa” (Damodaran, 1997:45-47).

- **Coeficiente beta**

É entendido como sendo medida de risco sistemático de um ativo. É o meio de medir a volatilidade de ativos das empresas em comparação com o mercado como um todo. Indica que o retorno sempre acompanha o mercado. Para Domodaran (1977), o beta do *equity* do mercado é igual a 1, significando que se for maior que a unidade mostra que o ativo é acompanhado de elevado risco.

Para Gitman (1997: 222), o coeficiente beta:

É uma medida de risco não diversificável. Um índice do grau de movimento do retorno de um ativo em resposta à mudança no retorno de mercado. [...] O retorno de mercado é o retorno da carteira de mercado de todos os títulos negociados.

De acordo com essa análise, infere-se que, no caso do setor elétrico brasileiro, a proporção do risco esperado de uma empresa distribuidora de energia elétrica deve variar na proporção direta do comportamento cíclico dos preços de suas ações, neste caso identificado pelo coeficiente beta. Assim, à medida que se avalia a ação da empresa, supondo-a maior que o verificado ao nível do mercado, os aplicadores exigirão mecanismos de compensação.

É definido como resultado da covariância entre os retornos de um ativo com o retorno do mercado. Para as empresas com ações negociadas em bolsa esse coeficiente pode ser obtido através de relatórios especializados, publicados por corretoras. Desta forma, o coeficiente Beta é entendido como um dos principais indicadores para estimar o risco de um investimento, que afere a relação entre o rendimento do ativo e o rendimento do mercado em que este ativo está sendo objeto

de negociação.

Segundo Kistler (1993), para demonstrar a estabilidade de Beta, toma-se a equação da Teoria dos Portfólios, calculando-se com ela o valor mensal médio excedente da aplicação em um ativo sem risco. A partir dessa observação tem-se que quanto maior o Beta, maior será o prêmio de risco do fundo.

O beta é um indicador de risco de mercado e, neste caso, depende do nível de risco que o investidor deseja correr.

- **Risco**

O risco é a possibilidade de prejuízo financeiro ou, mais formalmente, a variabilidade de retornos associada a um determinado ativo, conforme definido por Gitman (1997:202). Os ativos que possuem possibilidades de prejuízo financeiro são considerados de alto risco. É interessante que o investimento a ser realizado tenha risco zero.

3.2.1.2 Custo de capital

Para Damodaran (1997:77), o custo de capital é considerado como sendo a média ponderada dos custos dos diversos componentes de financiamento, incluindo dívida, patrimônio líquido e títulos híbridos, utilizados pela empresa para o financiamento de suas necessidades financeiras

Dentre os métodos utilizados para o cálculo da remuneração do capital, a ANEEL (Nota Técnica 067/2001) adotou o *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* e o Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM). Ao nível da representação das distribuidoras de energia elétrica, uma etapa difícil é a do reposicionamento tarifário e a determinação adequada da remuneração do capital próprio e de terceiros.

Segundo Fleischer (1973), se a alavancagem é definida como razão da dívida para o valor total da empresa, considerando os preços de mercado, a determinação da estrutura ótima de capital depende com certa clareza do comportamento do custo médio ponderado do capital (*WACC*), conforme venha variar a alavancagem. Neste caso, esta pode ser encarada de forma benéfica, lembrando que a dívida cria para a empresa um comprometimento de desembolso de recursos, reduzindo a quantidade de dinheiro livre para os administradores executarem as atividades que não agregam valor para a empresa.

Os desentendimentos entre credores e acionistas levarão ao custo de *agency*,

porque a realização do endividamento decorre de estímulos dados aos controladores, para a realização de investimentos tendenciosos. O contrato da dívida possui pagamento fixo, e os excedentes gerados pelos investimentos, se lucrativos, irão para os acionistas.

Caso o investimento gere prejuízo, os credores provavelmente serão afetados, levando a uma distribuição do risco, tanto para os credores como para os acionistas. Para Fleischer (1973), a estrutura ótima de capital pode ser obtida ao se ter alavancagem que gere equilíbrio entre o custo de *agency* obtido pela dívida e os seus benefícios para reduzir os custos de *agency* (relacionamento com administradores).

Em Damodaran (1997:453), a questão relativa ao custo de *agency* é verificada em razão dos acionistas da empresa exigirem melhor desempenho dos administradores por eles indicados, por terem interesses pessoais, que se sobrepõem aos dos executivos. Isto pode representar um custo absoluto, mas também pode maximizar a riqueza do acionista .

Brigham et all (2001), na análise sobre a teoria da estrutura do capital, (modelos de contrabalanço- *trade-off*)), comenta sobre a estrutura ótima de capital, informando ser ela derivada a partir de um determinado limite do endividamento, que propiciaria ganhos de valor para as empresas, após o qual se inverteria. As causas destes ganhos e perdas associados ao endividamento, são apresentadas no Quadro 9.

Quadro 9 – Modelos de contrabalanço (*Trade-Off*): endividamento e capital próprio

Vantagens do Endividamento	Desvantagens do Endividamento
<ol style="list-style-type: none"> 1. Benefício Fiscal <ul style="list-style-type: none"> • Taxas de juros dedutíveis (quanto maior as taxas de impostos, maior o benefício). 2. Disciplina <ul style="list-style-type: none"> • Quanto mais distante o administrador do acionista, maior o benefício do endividamento. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Custo de insolvência <ul style="list-style-type: none"> • Endividamento alto, maior o fluxo de juros a pagar, maior o risco e maior o custo. 2. Custo de Agency <ul style="list-style-type: none"> • Custo de Monitoria e • Custo de Oportunidade.

Fonte: adaptado de Brigham et all (2001)

Para Lameira (2001), a análise de Modigliani e Miller assume, como premissa, a irrelevância que a forma de financiamento e a política de dividendos adotada pelas empresas representam nas decisões financeiras dos investidores, o que não afetaria

o fluxo de caixa a ser gerado. Para ele, várias condições se contrapõem às afirmações de que a forma de endividamento não é relevante. Cita, como condições, o risco de aumento de tensões financeiras, suas conseqüências e o risco de falência.

Além da observação sobre os benefícios do endividamento em relação a outras alternativas de captação de recursos, permite a aferição de vantagem fiscal por não estar sujeito à tributação, fato que não acontece com os dividendos, que são tributados. Apesar das várias alternativas, um fato importante na determinação do endividamento é o aumento do risco de falência, que pode ser caracterizado como uma transferência do patrimônio dos controladores para os credores, ao se considerar as condições contratuais pactuadas.

Citando trabalho desenvolvido por Maurício Mesquita Moreira (BID) e Fernando Puga (BNDES), citado na reportagem do jornal Valor Econômico, de 24 de novembro de 2000, afirma Lameira (2001:160) que, as empresas brasileiras, postas em relação às empresas de países de economias estabilizadas, possuem baixa utilização de endividamento, fato que atribui às dificuldades de inserção destas no mercado global, em virtude de algumas restrições.

Lameira (Op. Cit) reporta-se a essa citação para mostrar que as empresas brasileiras, no período de 1985 a 1991, utilizaram-se, em média, de 56,4 % de recursos próprios, e que a partir de então este percentual tem baixado para 54%, com o endividamento bancário respondendo por 25% do total dos recursos e o mercado acionário cobrindo os 21% restantes.

Modigliani e Miller, citados por Brigham et al. (2001), relatam que através dos mecanismos de arbitragem aplicáveis aos mercados de capitais “perfeitos” em condições de competição atomística, tem-se a irrelevância da estrutura de capital na determinação do valor da empresa, sendo esta função exclusiva da carteira de investimentos.

Como descrito anteriormente, na correlação verificada *ex-ante* entre estrutura de capital e custos de agência, a empresa é vista como uma relação pactuada contratualmente não só entre proprietários e credores, mas também entre os *stakeholders*. Os conflitos de *agency* existem em todas as relações. De qualquer forma porém, a teoria de *agency*, segundo Damodaran (1997), busca mostrar o estudo relacionado ao capital próprio, *equity*, e aos passivos, *debt*, que nada mais são que a própria estrutura de capital.

Para Gitman (1995:434) a estrutura ótima de capital é a estrutura em que o custo médio ponderado de capital é minimizado, maximizando desta forma o valor da empresa. A partir da teoria da estrutura de capital, salienta que, de acordo com pesquisas realizadas, é sugerida a existência uma estrutura ótima de capital para cada empresa. O conhecimento da estrutura de capital, porém, não facilita aos administradores uma metodologia específica para ser utilizada na determinação da estrutura ótima de capital.

A teoria sobre a estrutura auxilia no entendimento sobre o mix de financiamentos que afeta o valor da empresa. Dessa análise resulta a estrutura ótima de capital teórica, baseada no balanceamento de benefícios e custos de empréstimos.

Ainda, segundo Gitman (1997: 434):

O custo do empréstimo resulta do aumento da probabilidade de falência causada pelos compromissos financeiros assumidos, dos custos de *agency* dos credores pelo monitoramento e controle das atividades da empresa, e dos custos associados com administradores que detêm maiores informações sobre as perspectivas da empresa do que os investidores.

- **Probabilidade de falência** – refere-se à possibilidade da empresa vir a sofrer falência devido à falta de liquidez para o cumprimento de suas obrigações. O risco pode ser operacional (incapacidade de cobrir custos operacionais) ou financeiro (incapacidade de cobrir compromissos financeiros). Neste último caso a penalidade é a falência.
- **Custo de *agency*** – aplica-se aos problemas de relacionamento criados entre os administradores e os acionistas ou proprietários da empresa. Neste caso, o relacionamento entre o credor e o devedor depende da expectativa do credor quanto ao comportamento da empresa. Uma proteção a este, além de outras formas de acompanhamento, é a obtenção de empréstimos de custos mais baixos.
- **Informações assimétricas** - trata-se de uma situação em que os administradores da empresas têm mais informações operacionais e perspectivas futuras do que os investidores.

Ao se tomar o valor de uma empresa como parâmetro para se conhecer sua estrutura de capital, acredita-se que esse valor seja maximizado quando o custo do capital é minimizado. Partindo-se do modelo de avaliação, com crescimento zero (abordagem de avaliação de dividendos que supõe o não crescimento da série de dividendos) (Gitman, 1997:441), toma-se a equação onde o $EBIT \times (1 - T)$, em que T

é a alíquota do imposto de renda, V representa o valor da empresa, e K_a custo médio ponderado de capital. Tem-se que esta equação representa os lucros operacionais, depois dos impostos disponíveis para os proprietários de capital próprio e de terceiros.

$$V = \frac{\text{EBIT} * (1 - T)}{K_a}$$

Diante da crescente necessidade de mudanças estratégicas, em razão das variações nos novos ambientes de negócios, buscam-se com certa intensidade medidas de desempenho que sirvam de balizadores para a avaliação das estratégias empresariais, uma vez que as medidas tradicionais não se têm apresentado como adequadas para o gerenciamento das decisões estratégicas. Nesta visão, o investimento pode ser financiado através de capital próprio e capital de terceiros.

Para Silveira (1997), tanto o capital próprio como o capital de terceiros possuem custos, figura 15, sendo que o custo do capital próprio é representado pela taxa cobrada pelos acionistas, a título de empréstimo dos recursos. Trata-se de uma taxa explícita e é representada pelos dividendos. O capital de terceiros tem seu custo traduzido pela taxa de juro cobrada pelo empréstimo dos recursos, tomados sob a forma de empréstimos e/ou financiamentos.

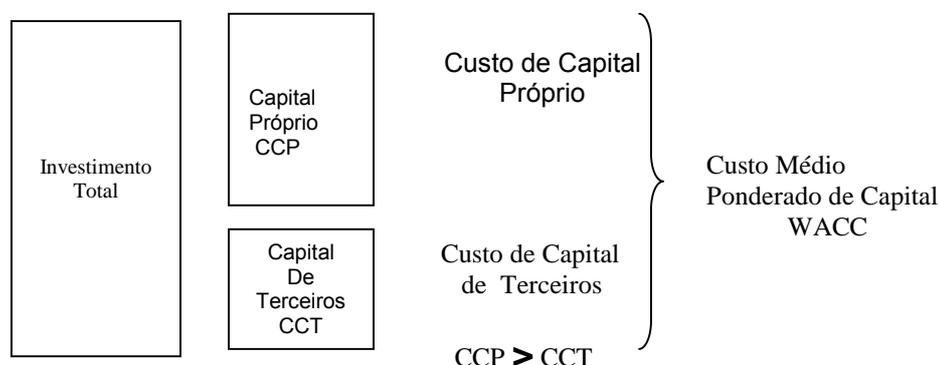


Figura 15 - Estrutura de Capital

Fonte: SILVEIRA, Fabiola Sena Vieira. Um Modelo para Planejamento Econômico Financeiro de Empresas de Energia Elétrica, Adequado ao Ambiente Competitivo. Florianópolis. SC: UFSC (Tese Mestrado em Aco./1997).

Segundo Gitman (1997: 395):

O Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) reflete o futuro custo médio esperado de fundos da empresa a longo prazo; é encontrado ponderando-se o custo de cada tipo específico, de capital por sua proporção na estrutura de capital da empresa.

O foco de análise no custo de capital de terceiros é o cálculo do custo das dívidas e empréstimos da empresa. Para Damodaram (1997:78), esse item mede o custo dos empréstimos assumidos pela empresa, visando a financiar seus projetos e considerando os seguintes aspectos: as taxas de juros; o risco de inadimplência da empresa; e busca de novos recursos emprestados no futuro.

Como o custo do capital de terceiros tem preferência sobre o pagamento de dividendos (direito residual sobre o lucro líquido), o custo do capital de terceiros é menor que o custo do capital próprio, isto é, o risco do acionista é maior que o obtido por empréstimo. De forma geral, o custo dos empréstimos tomados pelas empresas é tido como despesas financeiras.

Conforme consta da Nota Técnica NT 073/2001/SER/ANEEL, ANEEL (2001), um dos parâmetros utilizados para identificação da estrutura de capital das empresas é o método CAPM do mercado americano, mais o risco Brasil. Para as empresas distribuidoras de energia elétrica, segundo dados do relatório RE-SEB COOPERS & LYBRAND (1997: 247) as taxas reais de retorno, após impostos sobre o patrimônio investido no setor, deve ser de 11 a 13%.

3.3 Método para determinação da margem tarifária ideal

Reportando-se aos aspectos teóricos para a formulação dos critérios de determinação das tarifas de energia elétrica, ao longo dos anos, verificam-se aspectos comuns quanto aos objetivos: análise de estrutura de capital, compreensão sobre a remuneração do capital, nível de investimentos e estrutura dos gastos operacionais.

Estes aspectos podem ser constatados tanto no princípio de tarifação do serviço pelo custo, quanto na finalidade proposta pelo critério de tarifação pelo custo marginal, embora estes não sejam determinantes do modelo de regulação econômica vigente no Brasil.

Ao se reportar aos conceitos desenvolvidos para a determinação das tarifas de

energia elétrica, pelos princípios do custo pelo serviço e custo marginal, ou mesmo pelo critério atualmente adotado, referenciado como regime de preço teto (*Price Cap*), infere-se que o conceito de margem tarifária ideal tem seu foco principal na determinação de uma base de remuneração que assegure retorno e liquidez do valor do investimento realizado pelos acionistas nas empresas distribuidoras de energia elétrica. Como ponto central tem-se que a definição metodológica está associada ao posicionamento estratégico das empresas, de acordo com suas características peculiares.

A questão da revisão tarifária, em todo o setor elétrico, está a cargo da ANEEL, que, em conformidade com a legislação vigente, em especial, conforme consta dos contratos de Concessão, define os critérios de ajuste da remuneração de cada empresa.

Não tem esta pesquisa a pretensão de criar um método que exprima a implementação de um modelo para o setor elétrico, ou que objetive a definição de uma base de remuneração que assegure às empresas a figura do autofinanciamento, na busca de estabilidade financeira. O objetivo da dissertação é propor um método de definição da margem tarifária ideal, que assegure retorno suficiente para garantir a performance do negócio em empresas de distribuição de energia elétrica.

A considerar a evolução do processo inflacionário no período de 1996 a 2001, em que a inflação, medida pelo IGP-M – Fundação Getulio Vargas, atingiu 74,53%, entende-se, do ponto de vista econômico, que apesar das medidas adotadas a partir da publicação da Lei nº 8.880/94, e da Lei nº 9.249/95, o fenômeno da majoração de preços continua evidente na economia.

Ao estudar os pressupostos da Lei nº 9.249/95, verifica-se que esta autoriza a aplicabilidade dos juros sobre o capital próprio. E, apesar de tal providência ser considerada como um benefício aos acionistas, visto que tais juros são contabilizados como despesas dedutíveis, leva-se a entender ter havido uma permuta pela correção monetária de balanço.

Para Queiroz (1974), a volatilidade dos preços em uma economia inflacionária determina diversas repercussões sobre o capital próprio das empresas. Ao se considerar que o registro contábil dos bens é feito segundo o princípio do custo histórico, a inflação continuada afasta a hipótese de atualização dos preços em relação à prática de mercado. Desta forma, no setor elétrico, ao se considerar o

investimento remunerável pelo seu custo histórico, a tarifa resultante torna-se insuficiente para o autofinanciamento.

Queiroz (1974: 6-7), em sua análise sobre as implicações dos efeitos da Lei nº 4.357, de 16/07/1969, registrava:

A obrigatoriedade da correção monetária do valor original dos bens do ativo imobilizado das pessoas jurídicas, devendo seu resultado ser registrado no Passivo Não Exigível, a crédito da conta com titulação própria, nela permanecendo até sua incorporação ao capital [...] A obrigatoriedade da correção monetária do ativo imobilizado, na forma legal, permitiu uma imagem contábil bem mais aproximada da real situação econômico-financeira das empresas e da demonstração de seus resultados.

Partindo do princípio de que ninguém pode antever como será o mercado de energia elétrica daqui a cinco anos, e que ninguém pode prever como vão evoluir os custos dos recursos utilizados para produzi-los, por simplicidade e consistência, alguma idéia deve ser proposta, caso contrário a maximização pode-se tornar um simples exercício no plano das contradições.

Para Keynes (1936), no quadro do método do equilíbrio, os empresários maximizarão um lucro que resulta da comparação do valor esperado do produto vendido com os custos operacionais, o que implica utilizar recursos considerados anualmente, durante a vida útil do investimento, descontada a taxa de juro de mercado.

Torna-se claro que esta interpretação recupera as expectativas em relação às empresas de energia elétrica que possuem características peculiares, associadas à natureza do produto que desenvolvem, de consumo conjugado à produção e que exige investimentos (geração, transmissão e distribuição) elevados e de longa duração.

A comparação dos modelos implementados no setor elétrico brasileiro ao longo dos anos leva à conclusão que a análise feita por Queiroz (1974), indicando que as tarifas aprovadas eram baixas, face à deterioração inflacionária dos preços dos demais produtos, é atualmente notória para as empresas de energia elétrica. Assim a descapitalização progressiva tem desestimulado novos investimentos, principalmente se dependerem de recursos públicos. Também deve ser considerado o impedimento à manutenção de reservas necessárias para recomposição do capital investido, redução da capacidade de endividamento e prejuízo da qualidade dos serviços.

Segundo Queiroz (1974: 11-12):

Demonstrando-se a remuneração do investimento com base no custo histórico da propriedade em função de serviço, ela torna-se insuficiente para financiar os planos de expansão da empresa. [...] A Reserva para depreciação acumulada deixa de compensar as perdas de valor dos bens que constituem o investimento, agravando, para a empresa, suas disponibilidades de capital de giro próprio e dificultando a recomposição do investimento inicial. [...] efeitos negativos fazem sentir-se nas empresas de energia elétrica, pois a prestação de serviços, e portanto, sua receita, está vinculada a vultuosas imobilizações.

3.3.1 Desenvolvimento do método para a definição da margem tarifária

Como afirmado anteriormente, o método proposto não altera a performance do atual modelo vigente no setor elétrico, mas parte da inserção de algumas variáveis, como a definição de um valor para o Fator X e introdução do princípio da correção monetária no balanço das empresas.

Para a definição desse método é importante observar duas características essenciais: a primeira, associada às empresas já privatizadas, em cuja estimativa de Valor Econômico Mínimo no âmbito do Programa Nacional de Desestatização (PND) e dos Programas Estaduais de Desestatização (PEDs), citados no capítulo 2, foram atendidas as condições estabelecidas na minuta do contrato de concessão (referência ao Edital de Desestatização), com o estabelecimento das regras de reajuste e revisão tarifária.

A segunda característica associa-se às empresas não privatizadas: neste caso a opção é de adotar a correção monetária integral dos ativos, tomando-se a base dezembro de 1995, até a data de assinatura do contrato de concessão e, a partir daí, a universalização do critério de definição da margem tarifária ideal.

Para a adequação e proposição deste método, são necessários os desenvolvimentos de alguns pressupostos, já considerados no modelo institucionalizado para o setor elétrico:

- i) **Receita operacional verificada:** refere-se à receita bruta das vendas e dos serviços prestados em razão do investimento, observadas as diversas classes de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, poder público, e iluminação pública), verificadas no mercado, a um preço determinado. Esta receita é fator básico para a geração dos recursos próprios destinados ao financiamento das despesas e realização dos

investimentos. A tarifa ou preço da energia elétrica é base para o estabelecimento da receita, considerando os valores físicos do mercado num determinado período. Definição da tarifa: a definição da tarifa a ser utilizada na determinação da receita refere-se aos valores determinados pela ANEEL, conforme resolução vigente. Quanto à tarifa de projeção, deve-se considerar o preço ideal a ser determinado, conforme simulação que será demonstrada a partir deste trabalho.

- ii) **Outras receitas:** receitas derivadas da geração própria da empresa ou saldo de energia decorrentes de contratos de suprimento, fornecidos a outras congêneres ou a consumidores livres, conforme a legislação do setor elétrico. Incluem-se nestas as receitas oriundas do serviço taxado, renda de prestação de serviços, TUSD, rendas de aluguéis e outras receitas decorrentes de novos negócios desenvolvidos. Da mesma forma que a receita verificada, esses recursos se referem à origem interna, porém, são definidos como recursos próprios, importantes na realização dos gastos e investimentos de interesse da concessão.
- iii) **Receita requerida:** é a receita identificada pelo critério do reposicionamento tarifário, necessário para cobrir os dispêndios operacionais, investimentos, encargos tarifários e remunerar o capital próprio e o capital de terceiros. Ao compará-la com a receita operacional verificada tem-se o reposicionamento tarifário. Segundo a ANEEL (2001), são parcelas que compõem a receita requerida: despesa operacional, quotas de reintegração, encargos sobre a tarifa, resultado não operacional, retorno sobre o capital de terceiros e lucro/prejuízo antes do imposto de renda.
- iv) **Reposicionamento tarifário:** refere-se ao critério adotado para a determinação da receita requerida, necessária para o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.
- v) **Despesas operacionais não administradas:** envolvendo compra de energia de outras supridoras (transporte, repasse de ITAIPU, energia tradicional de FURNAS, e rede básica), considerando os contratos estabelecidos (MAE) para consumo em MWh e de demanda em MW e kW, mediante aplicação das tarifas estabelecidas pelo Poder Concedente (ANEEL), bem como compensação financeira referente à geração própria

em KWh, a ser repassada à ANEEL.

- vi) **Encargos tarifários:** (RGR, CCC, Taxa de Fiscalização e Compensação Financeira), que são despesas decorrentes de incidências de origem legal, previstas na legislação vigente.
- vii) **Despesas operacionais administradas:** despesas com pessoal, material, serviços de terceiros e outras despesas (arrendamentos, aluguéis, seguros, tributos, propaganda e publicidade, provisão para devedores duvidosos e outras despesas).
- viii) **Resultados não operacionais:** Incluem-se neste item, o resultado não operacional (lucro na desativação de bens, receitas na alienação de ativos e outras receitas não operacionais) e a despesa não operacional (prejuízo na desativação de bens e custos dos bens alienados e outras despesas não operacionais).
- ix) **Quotas de reintegração:** referem-se às despesas ajustadas à base de remuneração, consideradas no período a ser adotado para a definição de tal base. Para tanto, será definido um nível de depreciação média compatível com a adotada pela contabilidade, que incide sobre a referida base de remuneração. As quotas deverão ser ajustadas pelo efeito fiscal entre base de remuneração regulatória e a depreciação contábil (depreciação contábil mais a diferença entre a depreciação regulatória e a depreciação contábil, pelo percentual da diferença da alíquota do Imposto de Renda e a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro).
- x) **Definição da base de remuneração:** refere-se aos valores relativos à margem tarifária necessária, a ser definida na revisão tarifária considerada na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, caso das empresas de distribuição de energia elétrica. Nesta base de remuneração incluem-se os valores *pro rata* do imobilizado em serviço, a depreciação acumulada, almoxarifado, capital de giro e obrigações especiais.
- xi) **Definição da estrutura de capital:** os resultados econômicos e financeiros das empresas distribuidoras de energia elétrica, da mesma forma que qualquer outra empresa, estão sujeitos ao custo do capital incorrido (próprio ou de terceiros). Assim, para a determinação da margem tarifária ideal, ao se considerar a expansão, deve se atentar à análise do

menor custo de capital possível de cada estrutura de capital simulada, maximizando os resultados da empresa.

- xii) **Aplicação do método:** o método, ora em desenvolvimento para a definição da margem tarifária ideal aplica-se apenas às empresas distribuidoras de energia elétrica.

3.3.2 Caracterização do método

Para a proposição e execução da análise do método de determinação da margem tarifária ideal em empresas de distribuição de energia elétrica, procedeu-se a algumas etapas.

Primeiramente, tomou-se a DRE e a DFC, a partir do Plano Geral de Contas do Setor Elétrico Brasileiro, observadas as configurações determinadas pela Lei 6.404/76 e normas da CVM, convertidos para os estudos desenvolvidos por Beuren & Moura (2000) e Teles (1997), bem como as análises desenvolvidas sobre a estrutura e apresentação de cada demonstrativo.

Depois se utilizou, da mesma forma, dos dados da DOAR na configuração adotada pelo Setor Elétrico Brasileiro, conforme legislação vigente, observados, porém, os estudos e análises propostos por Queiroz (1988) e (2002), a partir da estrutura das demonstrações financeiras publicadas em 31/12/2001, especialmente no Estudo de Caso desenvolvido com a utilização dos dados da Companhia Energética de Goiás, CELG.

Num segundo momento, com objetivo de identificar as variáveis principais necessárias à composição da receita verificada, buscou-se o pressuposto teórico, a partir dos critérios de determinação da tarifa pelo princípio do custo marginal, tendo-se como elemento de determinação os estudos desenvolvidos, principalmente, por Bitu & Born (1993).

Já num terceiro momento, no sentido de se identificar o cálculo do reposicionamento tarifário, buscou-se a etapa de determinação da conveniente remuneração do capital próprio e do capital de terceiros. Nesse caso, tomou-se como referencial os estudos de Queiroz (1988) quanto à determinação, a partir da DOAR, da configuração do capital circulante líquido, a necessidade de capital de giro e os recursos de curto prazo, necessários ao autofinanciamento do investimento operacional em giro.

Da fórmula adaptada de Damodaran (1997) e Brigham et all (2001), utilizam-se

os métodos consagrados para a determinação do custo do capital, adotados pela ANEEL conforme Nota Técnica 097/2001-SFF/ANEEL, o Custo Médio Ponderado do Capital (WACC) e o Método de Precificação de Ativos de Capital (CAPM), MENCIONADOS NOS ITENS 3.2.1.1 e 3.2.1.2 desta dissertação. Para a análise da estrutura ideal de capital das empresas, considerou-se o mesmo critério da ANEEL (2001), que tomou por base a estrutura de capital das seguintes empresas: CELESC, CEMIG, CERJ, COELBA, COELCE, COPEL, CPFL e LIGHT, e quanto ao retorno de mercado foi considerado o mercado americano.

Finalmente dos resultados extraídos da DRE, DOAR e demais demonstrações, considerando o exercício findo em 31 de dezembro de 2001, associados à determinação das estruturas de capital e das decisões estratégicas adotadas em função das profundas transformações ocorridas na conjuntura econômica a partir da década de 90, se propõe o método de determinação da margem tarifária ideal em empresas distribuidoras de energia elétrica.

Apesar da aplicabilidade ter sido relacionada inicialmente, e considerando que a discussão para a determinação da base de remuneração das empresas distribuidoras de energia elétrica vem sendo objeto de análise por vários consultores, neste trabalho destacam-se algumas variáveis, cuja relação parte de diagramas definidos nos fundamentos teóricos propostos por Queiroz (1988) e Braga (1995), incluindo adaptações dos métodos *Fleuriet* e *Dupont*, Figura 16.

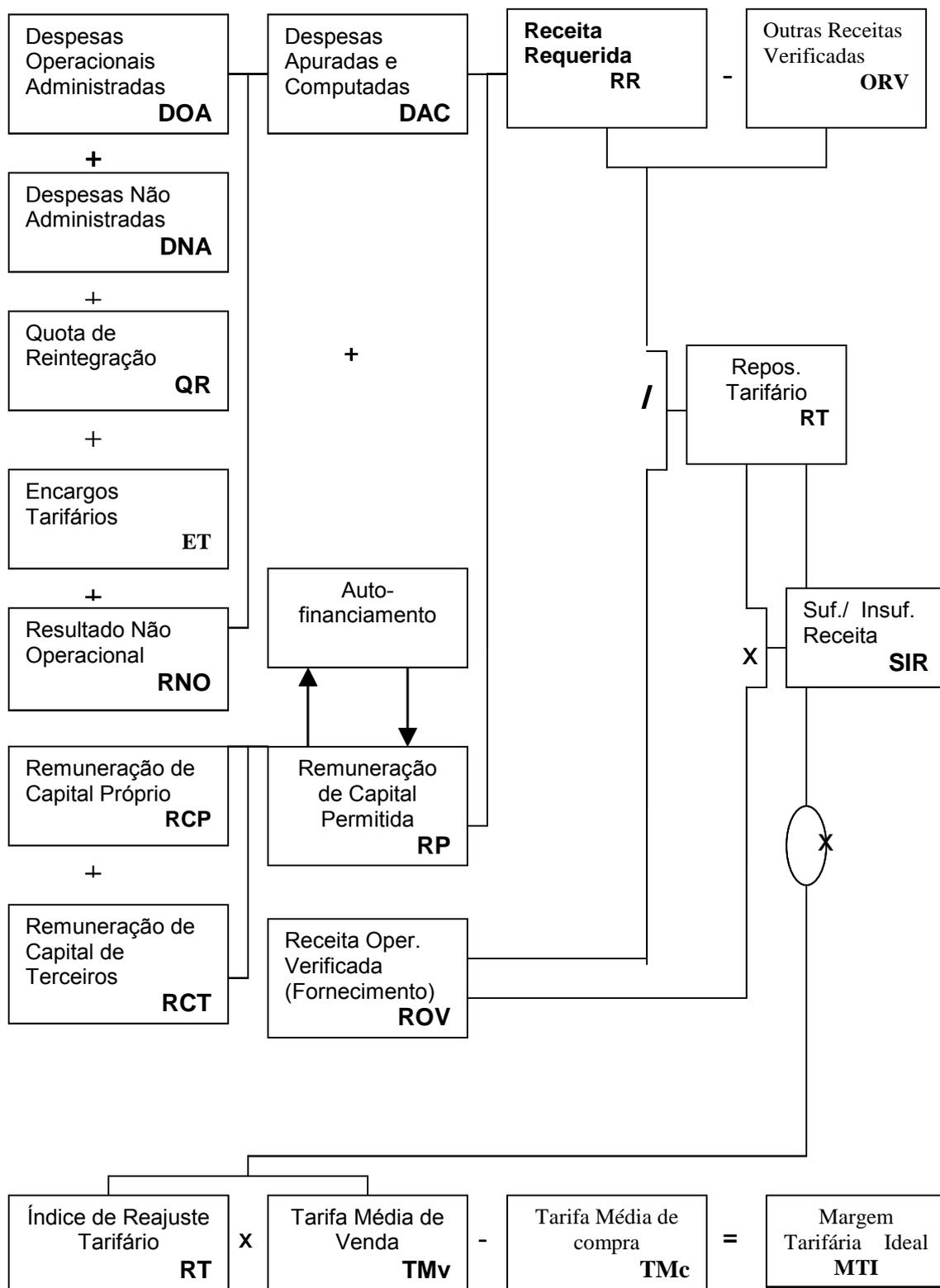


Figura 16 – Definição da margem tarifária ideal ou necessária para a manutenção dos custos, autofinanciamento e remuneração do acionista

- **Calculo da Margem Tarifária Ideal**

Tomam-se as Despesas Apuradas e Computadas (DAC), como sendo iguais às Despesas Operacionais Administradas (DOA), Despesas Operacionais Não Administradas, Encargos Tarifários (ET), Quota de Reintegração (QR) e Resultado Não Operacional (RNO).

$$DAC = DOA + DNA + ET + QR + RNO \quad (1)$$

A partir do conhecimento da Base de Remuneração, conforme dados especificados na DOAR (imobilizado em serviço, depreciação acumulada, almoxarifado, capital de giro e obrigações especiais), e mediante a definição da estrutura de capital, de acordo com os critérios adotados pela ANEEL (2001), com participação de 60% para o capital próprio e 40% para capital de terceiros, tem-se Receita Permitida, definida a partir da Remuneração do Capital Próprio (RCP) e do Capital de Terceiros (RCT), determinadas pelos métodos WACC e CAPM, fórmula derivada dos estudos desenvolvidos a partir da análise da estrutura ótima de capital para o setor elétrico, item 3.2 e sub-item 3.2.1.1 desta pesquisa.

$$RP = RCP + RCT \quad (2)$$

Com a Remuneração Permitida e as Despesas Apuradas e computadas definidas a partir das equações (1) e (2), determina-se a Receita Requerida (RR).

$$RR = DAC + RP \quad (3)$$

Do somatório da Receita Operacional Verificada (ROV), encontrada a partir das demonstrações financeiras - receita de fornecimento derivada das classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, serviços públicos e iluminação pública, exclusive o ICMS – e as Outras Receitas Verificadas (ORV) - serviço taxado, renda de prestação de serviços, TUSD, renda de aluguéis e outras receitas de curto prazo verificadas no âmbito da DRE – identifica-se a Receita Total Verificada.

$$RTV = ROV + ORV \quad (4)$$

Do somatório da Receita Requerida, equação (3), às Outras Receitas Verificadas (ORV), relacionadas à equação (4), Receita Operacional Verificada (ROV), determina-se o Reposicionamento Tarifário (RT).

$$RT = (RR - ORV)/ROV \quad (5)$$

A equação (5) é uma definição contábil ou identidade que afirma que ao se ter diferença entre Receita Operacional Verificada e Receita Requerida positiva, o Reposicionamento Tarifário ocorre pela redução da tarifa. Em caso contrário, a tarifa é aumentada a fim de equilibrar o contrato de concessão. A Suficiência ou Insuficiência de Receita (SIR) identificada é igual ao produto do Reposicionamento Tarifário pela Receita Operacional Verificada.

$$SIR = RT \times ROV \quad (6)$$

Definida a equação (6), o ganho ou perda, mencionados anteriormente, pode ser determinado pela relação entre o Reposicionamento Tarifário e o Índice de Reajuste Tarifário (IRT), definido através do critério *Price Cap*, destacado na fundamentação teórica item 2.2.1, sub-item 2.2.1.4 desta pesquisa.

Agora, com os elementos necessariamente definidos, calcula-se a Margem Tarifária Ideal (MTI). Toma-se como margem tarifária uma variável endógena que exprime a diferença entre o produto da energia que a empresa vende em R\$/MWh, exclusive o ICMS, e o total de sua compra de energia em R\$/MW.

O método ora proposto tem como variável principal a Margem Tarifária Ideal (MTI), como sendo a identidade calculada pela diferença entre o produto da Tarifa Média da Empresa mediante a incidência do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) e do Reposicionamento Tarifário, e a Tarifa Média de Compra.

A Tarifa Média de Venda (TMv) da empresa é a relação entre o produto da venda prevista de energia em moeda corrente (R\$), após a exclusão do ICMS, pelas vendas de energia (kWh ou MWh). A Tarifa Média de Compra (TMc) refere-se à relação das compras de energia previstas pela empresa em moeda corrente (R\$) pelo total destas, expressas usualmente em MW. Ambas são referidas no mesmo período.

$$MTI = (TMv \times IRT \times RT) - TMc \quad (7)$$

Pela expressão dada pela equação (7), que exprime a Margem Tarifária Ideal, conclui-se a importância da exatidão das previsões tanto da parte dos custos, quanto da parte da operação, que corresponde ao indicador necessário para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Refere-se à margem de recursos necessária à cobertura das despesas operacionais, dos encargos tarifários, da realização de autofinanciamento e, ainda, à remuneração do capital próprio e de terceiros. Em outras palavras, é a essência da Receita Requerida, conforme conceito relacionado em (iii) do subitem 3.3.1.

4 ESTUDO DE CASO: AVALIANDO A MARGEM TARIFÁRIA IDEAL NA CELG

Neste capítulo, busca-se alcançar o objetivo geral da pesquisa, que é a proposição de um método para a definição da margem tarifária ideal, para garantir a performance das empresas de distribuição de energia elétrica. Mediante a aplicação do método, levando-se em consideração o instrumental teórico e os objetivos específicos delineados para tal fim, tomam-se como referência os valores apurados para a CELG.

O capítulo, por oportuno, foi dividido em dois tópicos: (1) apresentação da empresa, mediante a identificação do contexto histórico e serviços estratégicos; (2) aplicação do método de definição da margem tarifária, através da utilização dos demonstrativos financeiros apresentados nos três últimos exercícios, com foco na gestão da liquidez, análise da estrutura de capital, nível de investimentos e, finalmente, o reposicionamento tarifário.

4.1 Apresentação da companhia

O item tem por objetivo discorrer sobre os aspectos históricos referentes à CELG, apresentando, de forma sucinta, o conhecimento geral dos principais aspectos da Companhia, envolvendo as informações relativas à legislação pertinente à sua criação, área de atuação, missão, objetivos, estrutura patrimonial física e acionária, mercado, clientes de produtos e serviços, estrutura organizacional, recursos humanos e estrutura financeira.

4.1.1 Aspectos históricos

Através da Lei Estadual nº 1087, de 19/08/1955, criou-se a CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIÁS S.A. - CELG, mais tarde autorizada a funcionar pelo Decreto Federal nº 38.868, de 13 de março de 1956, com as atividades principais de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No ano de 1956, a Empresa concluiu a construção da Usina Hidrelétrica do Rochedo, com uma capacidade instalada de 4000 KW, para atender Goiânia e mais 3 outras cidades vizinhas. Mas, com o crescimento do mercado e a construção da capital federal, a CELG começou a enfrentar problemas, tendo em vista a sua

pequena capacidade de geração.

Essa necessidade foi, portanto, o fator básico para consolidação da CELG como empresa, permitindo, ao mesmo tempo, a energização de Brasília, que estava nascendo e de Goiânia que estava expandindo o seu mercado consumidor.

Com a criação do Estado do Tocantins, por força constitucional, em 1989, a área de concessão da CELG foi reduzida de 638.742 para 341.798 Km². Em 10/08/1989, a Centrais Elétricas do Tocantins (CELTINS), passou a ser responsável pelos investimentos e pela operação do sistema naquele Estado. Isto significou para a CELG: a redução de 75.956 consumidores; redução da geração própria de 481 MW para 459 MW; transferência da concessão de usinas para a CELTINS, dentre estas, a UHE Izamu Ikeda com 16 MW de potência. Devido à grande preocupação em abastecer o Nordeste do Estado de Goiás, deu-se, em 1990, a conclusão da Usina Hidrelétrica de São Domingos, com 12 MW de potência.

Em razão dos novos rumos tomados pelo setor energético nacional, bem como com crescimento econômico do Estado de Goiás, com a expansão do mercado consumidor e conseqüente aumento da demanda, foram iniciadas em 1959 as obras de implantação da primeira etapa da Usina de Cachoeira Dourada no Rio Paranaíba, localizada no Estado de Goiás, com a instalação de 34.000 de potência. Em 1976, esta capacidade foi ampliada para 553 MW e, em 1994, com a inauguração da quarta etapa da referida Usina, ampliou-se para 658 MW.

Em atendimento às disposições da Lei nº 8.987, de 13/02/1995, da Lei nº 9.074, de 07/07/1995 e do Decreto nº 1.717, de 24/11/1995, a empresa encaminhou ao então DNAEE a proposta de prorrogação de suas concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica no Estado de Goiás.

Com a finalidade de reestruturar o setor energético em Goiás, foi promulgada a Lei Estadual nº 12.887, de 17/06/1996, que autorizou a desestatização da CELG e, naquele mesmo ano, no mês de novembro, realizou-se a sua cisão parcial, com a criação da Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada S/A, privatizada em 1997. Após aquele ato, o potencial de geração de energia elétrica da CELG foi reduzido para 16,7 MW, de capacidade instalada. O parque gerador passou a contar apenas com as usinas hidrelétricas de São Domingos, 12MW; Rochedo, 4 MW; Mosquito e Mambáí, com 0,3 MW cada.

Os anos de 1998 e 1999 foram marcados na CELG por grandes desafios: do ponto de vista microeconômico, o impacto maior deveu-se à elevação dos custos

operacionais decorrentes da elevação das tarifas de compra da energia de Cachoeira Dourada, o que motivou reflexos negativos no equilíbrio econômico-financeiro. No aspecto macroeconômico, deparou-se com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, em razão das exigências de redefinição de funções. Dessa forma, as empresas do setor foram obrigadas a adequarem-se ao novo ambiente competitivo.

Nos aspectos operacional e de mercado, com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, foram criados, por força da Lei nº 9.648, de 27/05/1998, combinada com o Decreto nº 2.655, de 27/07/1998, o Operador Nacional do Sistema (ONS), em substituição ao Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e o Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON). Paralelamente, para atender as transações de compra e venda de energia elétrica no sistema interligado, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Tais mudanças obrigam a empresa a construir um novo modelo de gestão. Portanto, de acordo com a Lei Estadual nº 13.537, de 15/10/1999, a Centrais Elétricas de Goiás S/A passou a ter a denominação de Companhia Energética de Goiás (CELG).

Em atendimento ao que dispõe a legislação vigente, a CELG assinou, em 25/08/2000, o Contrato de Concessão nº 062/2000, garantindo revisão extraordinária de tarifas a partir de 2004. Apesar dos critérios impostos pelo referido contrato, para a recomposição tarifária, a Companhia continua prescindindo da revisão de suas tarifas. Isso, em vista da inflação do período e dos repasses de subsídios remanescentes de contratos de fornecimento. Os referidos subsídios são mantidos por força de legislações passadas, diferenças residuais e custo da energia comprada da Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada.

4.1.2 Gestão administrativa

Os objetivos que precedem a criação e constituição da CELG confundem-se com a sua principal missão, que é prover soluções energéticas (geração, transmissão e distribuição), e serviços que atendam às necessidades dos clientes (comercialização) com efetividade, dentro de uma filosofia empresarial que assegure preços justos, retorno para os investidores e estimule os empregados a conduzirem os negócios da empresa de maneira socialmente responsável.

Do estabelecimento da missão da CELG, os pontos referenciais são: o cliente, os bens e serviços, o provimento de soluções energéticas e prestação de serviços.

Adicionam-se a estes pontos critérios que permitem delinear a missão pretendida, que deve ser ampla, envolvendo, inclusive, expectativas. Tais critérios devem ter como foco a satisfação do cliente, ser realistas, ter flexibilidade, impactar e motivar o comportamento do corpo funcional e gerar valores para todos os stakeholders.

De acordo com o Plano Estratégico da CELG (2000:17), considerados os critérios enumerados:

É sua missão prover soluções energéticas e serviços que atendam às necessidades dos clientes com efetividade, dentro de uma filosofia empresarial que assegure preços justos, retorno para os investidores e estimule os empregados a conduzirem os negócios da empresa de maneira socialmente responsável.

Entre os principais objetivos, cita-se a necessidade de promoção do equilíbrio econômico-financeiro, buscando alcançar eficiência e eficácia com responsabilidade social, de forma a manter clientes e conquistar novos mercados.

Para a definição do negócio futuro da Companhia, adotaram-se os critérios de ampliação das oportunidades, permitindo maiores ganhos aos clientes internos e externos; enfoque no mercado, com ênfase nos *stakeholders*; adoção de uma postura empresarial mais agressiva, tornando a empresa mais competitiva; e qualidade de vida, como resultado da ação de prover soluções energéticas e serviços a todos os envolvidos no processo.

Com o foco voltado para a eficiência, a CELG tem questionado seus métodos tradicionais de gerenciamento, buscando o desenvolvimento de novos produtos, serviços e controle da qualidade. Adota, para tanto, ações inter-relacionadas, com vistas a atingir os objetivos estabelecidos.

No sentido de desenvolver estratégias de aquisição para um crescimento mais rápido, obter economia de escala, aumentar a participação no mercado, acelerar o acesso a novos mercados e superar as barreiras à entrada, buscou-se a diversificação.

Novos negócios vêm sendo implementados nas atividades de comissionamento e manutenção de instalações de unidades consumidoras; pré-venda de energia; franquia de serviços; consultoria; transporte de energia e informações (infovias); e parcerias para geração de energia hidráulica, térmica e outras fontes de energia. A diversificação, neste caso, traduz-se em rentabilidade superior às oportunidades de expansão, já que os serviços de distribuição de energia elétrica são limitados por uma concessão federal.

Com a nova legislação imposta ao setor de energia elétrica, permitindo a competitividade entre as concessionárias, o ambiente em que a CELG se inserida deverá sofrer mutações substanciais, podendo a estratégia ser vulnerável a mudanças no decorrer do processo de implementação.

A visão da CELG pode ser considerada como o limite que as gerências e o CEO conseguem enxergar, dentro de um longo período de tempo e, como um compromisso corporativo definido, apresenta metas específicas para serem atingidas a longo prazo.

Nos princípios que definem a cultura da Companhia, direcionam-se os atos de cada uma de suas unidades, quais sejam: “acreditar ser a energia um bem essencial à sociedade; acreditar na justa remuneração do capital, com ética e responsabilidade social; acreditar nos talentos humanos da organização e acreditar no direito à vida das gerações atual e futura”.

Conforme registrado no Relatório de Administração da CELG, em 1996, com a sua cisão parcial e a conseqüente criação da Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada, seus ativos passaram naquele ano de R\$ 2.501,5 milhões para R\$ 1.265,6 milhões; as dívidas de curto e longo prazo, de R\$ 1.344,0 milhões, foram alteradas para R\$ 1.235,5 milhões, e o patrimônio líquido foi reduzido de R\$ 1.157,3 milhões para R\$ 29,9 milhões.

A CELG é uma companhia de capital aberto, com uma área de concessão abrangendo 99,1% da extensão territorial do Estado de Goiás, correspondente a 337.008 km², Figura 17.

Detém concessões, válidas até o ano de 2015, para distribuição de energia elétrica em 237 dos 246 municípios do Estado de Goiás. Atende também a 386 distritos e povoados, tendo atingido, em dezembro de 2001, a soma de 1.642.543 consumidores, o equivalente a 98,6% dos consumidores do Estado. Deste total, 1.368.374 são residenciais.

Figura 17 - Mapa ilustrativo da área de concessão da CELG



Fonte: www.celg.com.br

Em relação ao ano de 2000, o número de consumidores da CELG teve variação de 6,5%, o que equivale ao acréscimo de 100.404 novas ligações efetuadas, e das tal montante a parcela de 78.440 ligações residenciais, Tabela 1.

Tabela 1 - Número de contas Faturadas da CELG em 2001

NÚMERO DE CONTAS FATURADAS						
CLASSES	Nº CONTAS		ACRÉSCIMO - %		NOVAS LIGAÇÕES	
	2000	2001	2000	2001	2001	Média/Mês
RESIDENCIAL	1.289.934	1.368.374	5,19	6,08	78.440	6.537
INDUSTRIAL	15.282	16.725	3,15	9,44	1.443	120
COMERCIAL	123.529	137.536	3,68	11,34	14.007	1.167
RURAL	100.832	106.906	5,47	6,02	6.074	506
DEMAIS CLASSES	12.562	13.002	4,75	3,50	440	37
TOTAL	1.542.139	1.642.543	5,06	6,51	100.404	8.367

Fonte: Relatório de Administração da CELG (2001)

O consumo de energia elétrica do mercado próprio da CELG registrou, no ano de 2001, o total faturado de 6.028 GWh, com uma queda equivalente ao percentual de 8,49% inferior ao montante de 2000, que foi de 6.588 GWh. Esta queda decorreu do racionamento de energia elétrica no país, verificado no período de junho a dezembro de 2001, Tabela 1.

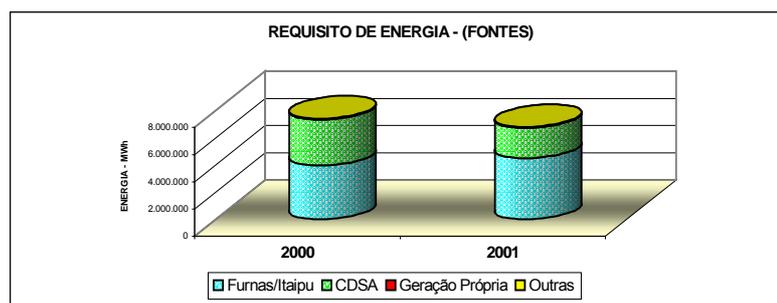
A estrutura do mercado da CELG manteve-se estável no ano de 2001, ficando as suas principais classes de consumo com as seguintes composições: residencial 35,45%, industrial 25,69%, comercial 15,99%, rural 9,92% e as demais classes com 12,95%, Tabela 1.

Conforme Relatório da Administração da CELG, de 31/12/2001, dentre os Contratos específicos para compra de energia de longo prazo, destaca-se o inicial com Furnas, apresentando vigência até 2005 e reduzindo-se em 25% a.a., a partir de Janeiro/2003; e o contrato inicial com a Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada – CDSA, apresentando vigência até 2007 e reduzindo-se em 10% a.a., a partir de setembro/2002. Além destes contratos a CELG é quotista de Itaipu, possuindo 2,51% da parcela destinada ao Brasil, daquela Usina.

Detém concessões, válidas até o ano de 2015, para distribuição de energia elétrica em 237 dos 246 municípios do Estado de Goiás. Atende, também, a 386 distritos e povoados, tendo alcançado em dezembro de 2001 a soma de 1.642.543 consumidores, o equivalente a 98,6% dos consumidores do Estado, sendo que, deste total, 1.368.374 são residenciais.

Na Figura 18, verifica-se que o Balanço de Energia da CELG registrou em 2001 uma redução de 8% na cota de energia recebida de FURNAS/ITAIPU/CDSA. Isto refletiu, segundo o referido Relatório, a escassez de água e o racionamento ocorrido em 2001 que, da mesma forma, culminou com a queda de 8,3% no montante requerido no ano.

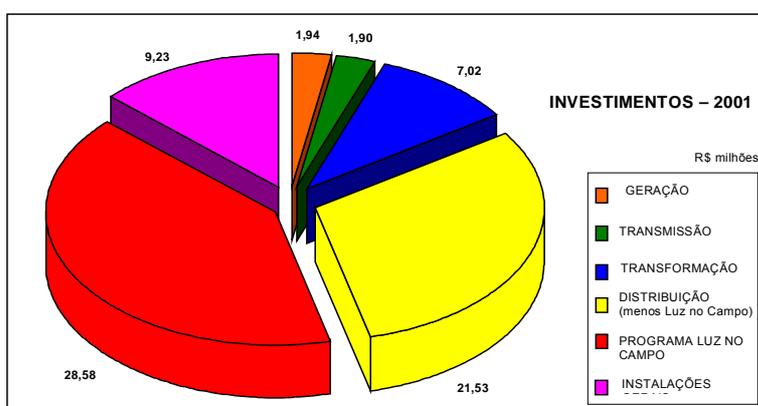
Figura 18 – Requisitos de Energia



Fonte: Relatório de Administração da CELG (www.celg.com.br)

A Figura 19 mostra que, em 2001, a CELG investiu o montante de R\$ 70,20 milhões nas áreas de DISTRIBUIÇÃO e TRANSMISSÃO, tendo sido beneficiados os 234 municípios que compõem toda a área de concessão. Do valor mencionado, 71,35% corresponderam a investimentos em Distribuição, ou seja, aqueles diretamente associados à melhoria da qualidade do atendimento ao consumidor final. Os 28,65% restantes foram aplicados nas áreas de Geração, Transmissão, Administração Geral, Comunicações e Obras Civas.

Figura 19 – Investimentos



Fonte: Relatório de Administração da CELG (2001). Disponível em www.celg.com.br. Acesso em 10 de maio 2002.

Em 31/12/2001, a CELG perfazia um capital social da ordem de R\$ 710.806,0 mil, composto de 11.711.134.140 ações Ordinárias Nominativas – ON. O Governo do Estado de Goiás destina 98,32% da participação acionária da Companhia. Registre-se que as ações da CELG são negociadas em bolsas de valores.

Visando à alienação de sua participação acionária na Companhia, o Governo do Estado depositou, em 04/12/2001, a totalidade das ações, na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

Conforme dados extraídos do Relatório de Administração da Companhia, relativo ao exercício de 2001, de 31/12/2001:

O capital Social da CELG é composto de 33.233.137.030 ações, sem valor nominal, sendo 11.711.134.140 ações Ordinárias Nominativas – ON e 21.522.002.890 ações Preferenciais Nominativas – PN. A espécie PN encontra-se subdividida em ações Preferenciais Nominativas classe A – PNA, e ações Preferenciais Nominativas classe B – PNB.

A Tabela 2, a seguir, registra o resumo da composição acionária em 31/12/2001,

da CELG.

Tabela 2: Composição Acionária da CELG em 31.12.2001

ACIONISTA	QUANTIDADE DE AÇÕES	PARTICIPAÇÃO %
Estado de Goiás	32.676.890.261	98,32
ELETOBRÁS	22.967.715	0,07
Prefeituras Municipais	1.672.506	0,01
Cia. Brasileira de Liquidação e Custódia	530.492.017	1,60
Outros	1.114.531	0,00
S O M A	33.233.137.030	100,00

Fonte: Relatório de Administração da CELG (2001)

A CELG possui, em seu quadro funcional, 2.136 empregados efetivos, distribuídos conforme demonstra a Tabela 3. O quadro gerencial é composto de superintendências, departamentos e divisões, além das assessorias das diretorias, em número de 404 gerentes. Durante o exercício de 2001, foram realizadas ações de readaptação funcional de empregados e programas de aperfeiçoamento capacitação profissional, buscando o aprimoramento e a elevação dos níveis de produtividade da companhia. Estas ações atingiram 1916 empregados. Também desenvolveu programas de elevado alcance social, tais como: auxílio alimentação, auxílio creche, auxílio pecuniário, transporte compartilhado e seguro de acidente do trabalho.

Tabela 3 - Distribuição do quadro de empregados da CELG

Nível	Número	%
Diretores	5	0,23
Universitário	449	20,25
Técnico/operacional	1227	55,34
Administrativo	536	24,18
Total	2217	100

Fonte: adaptada do Relatório de Administração da CELG (2001)

Dentro da política de assistência ao quadro de empregados, a CELG viabiliza

atendimento médico, através do Plano de Saúde específico, denominado CELGMED. Também contribui para a complementação da aposentadoria de seu quadro de empregados através da Fundação CELG de Seguros e Previdência - ELETRA.

Dotada de tecnologia de informação, a Companhia tem sua área de informática integrada por rede interna. Dispõe de Escritórios informatizados em 151 localidades, para os quais foram adquiridos servidores de rede corporativos e equipamentos de conectividade que, somados à mudança do protocolo de comunicação, determinaram economia e melhorias da performance do setor.

Apresenta ainda, sistema de automação de processo com base em *workflow* e *workgroup* e ampliação do sistema de impressão corporativo. A área financeira possui programas descentralizados de Planejamento, Execução Orçamentária, Gerência Financeira, de Serviços e de Materiais, como também a integração através da Internet das informações e do correio eletrônico.

A estrutura organizacional diretiva da CELG está distribuída, conforme demonstrado na Figura 21, a seguir:

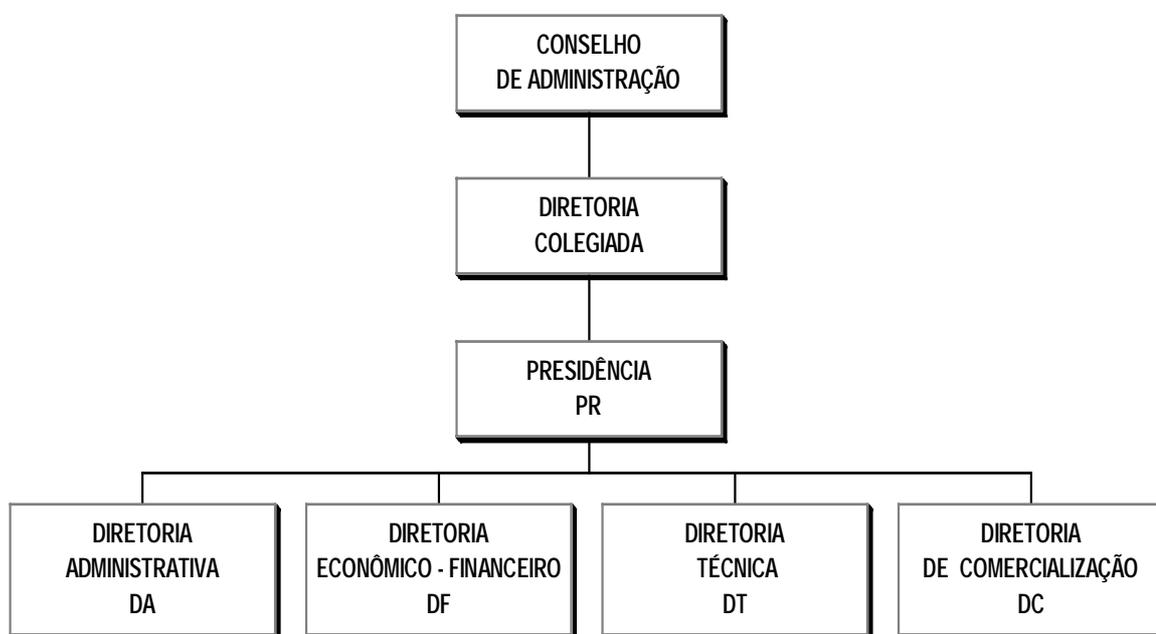


Figura 20: Organograma

Fonte: Adaptado do Relatório de Administração da CELG, 2001. Disponível em www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm. Acesso em 10 de maio 2001.

4.1.3 Demonstrações financeiras no período de 1997 a 2001

A partir de 1997, verificou-se uma significativa recomposição da estrutura patrimonial da CELG, principalmente, na estrutura dos seus passivos, Anexo 1b. Em 31/12/1997, o Governo do Estado de Goiás, nos termos da Lei Estadual 13.029 de 20/01/1997, efetuou por instrumento próprio a assunção quanto à responsabilidade de pagamento de valores devidos pela empresa à União (CELG, 1997).

O nível de endividamento, a curto prazo, apresentou sensível crescimento. O PC aumentou 28,57% de 1997 para 1998, fato que se deveu, principalmente, ao crescimento das provisões para contingências cíveis, fiscais e trabalhistas, além do elevado passivo fiscal, decorrente de dívidas tributárias. De 1998 para 1999 observou-se, em razão da desobrigação do pagamento de dívidas, queda nas exigibilidades de curto de longo prazos, com o PC aumentando apenas 20,45%. O Exigível a Longo Prazo apresentou uma queda de 33,51% (Anexo 1b).

No ano de 1999, a CELG teve seu capital autorizado elevado de 20 bilhões para 60 bilhões de ações nominativas decorrente do processo de assunção de dívidas de empreendimentos realizados no novel Estado do Tocantins, sob o amparo do Parágrafo 7º, Artigo 13, Ato das Disposições Constitucionais Transitórias – ADCT, da Constituição Federal de 1988, e autorização de Integralização nos termos do Artigo 171 da Lei 6.404/76, dos créditos do Estado de Goiás, registrados no balanço patrimonial como assunção de dívidas pelo Estado de Goiás.

Também em 1999, foi aprovado o reconhecimento e a autorização relativos ao emprego pelo acionista Estado de Goiás, dos recursos registrados no balanço patrimonial, que permitiu a subscrição e Integralização de ações do aumento do capital no montante de R\$ 458,9 milhões, sendo deste total R\$ 416,9 milhões correspondentes à assunção de dívidas da CELG pelo Estado e pela União e R\$ 41,0 milhões, correspondentes à assunção de dívidas em contrapartida à privatização da Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada, que aconteceu em 1997.

O processo de assunção de dívidas proporcionou a recuperação do Capital de Giro Líquido e significou, além da diminuição do Passivo Circulante, o aumento do Patrimônio Líquido em 1.343,90% (Anexo 1b). Apesar dos fatos enumerados, persiste no âmbito da CELG a Necessidade Líquida de Capital de Giro, combinada com Índices de Liquidez baixos, significando gastos excessivos em despesas com

compra de energia elétrica, associados às dificuldades para o recebimentos decorrentes das vendas ou serviços prestados, sinalizando elevada inadimplência.

Um fato relevante a registrar em 1999 foi o aumento em 23,3% das despesas com compra de energia elétrica para revenda, em decorrência da desvalorização cambial que afetou as compras de energia elétrica de Itaipu, cuja tarifa é estabelecida em dólar americano. Apesar das negociações registradas, nos anos de 1999 e 2000, que possibilitou o alongamento de passivos, persiste o elevado nível de endividamento para com o grupo Eletrobrás.

Quanto ao autofinanciamento, registra-se que recursos advindos de terceiros tiveram significativa participação na estrutura das origens durante os anos 1997-2001. Quanto ao financiamento de terceiros, de longo prazo, destinados aos programas específicos de investimentos, foram medianamente significativos os repasses da ELETROBRÁS, através da linha de crédito FINEL/RGR, destinados à melhoria do sistema e eletrificação rural. Porém nesse período o que se registrou foi baixo nível de investimentos, já que a companhia se viu obrigada a honrar compromissos de ordem operacional e encargos de dívidas de curto prazo.

No entanto, o volume de recursos captados não correspondeu com o expressivo crescimento do endividamento a longo prazo, acumulado Anexo 1b. Historicamente, no período de 1997-2001, dois aspectos econômico-financeiros, não relacionados com os programas de investimentos, determinaram o ritmo que seguiu toda a estrutura patrimonial da CELG. Esses dois aspectos foram os principais responsáveis pelo expressivo crescimento experimentado pelo Exigível a Longo Prazo durante esses anos.

O primeiro teve seu início no ano de 1997, com a cisão e privatização da Usina Hidrelétrica de Cachoeira Dourada. Na análise se identificou que no período 1997-2001 a empresa aumentou substancialmente seus custos com a compra de energia elétrica para revenda, representando no período um acréscimo da ordem de 147,0%.

Aliado ao crescimento das contas a receber, derivado da inadimplência do setor público, ajustaram-se as provisões relativas a ações trabalhistas; dívida com a Fundação ELETRA e contingências tributárias. A conformação da provisão para contingências foi determinante na variação da estrutura dos passivos do ano 2000 em relação a 1997, resultando em crescimento do ELP e diminuição do PL, Anexo 1b.

No ano de 1998 houve significativo incremento das provisões para contingências tributárias, relacionadas aos tributos COFINS e PASEP, resultantes de notificações da Receita Federal em função da empresa ter deixado de recolher a COFINS, a partir do segundo semestre de 1997.

O segundo aspecto econômico-financeiro teve seu início no exercício de 1999 e relaciona-se às mudanças nos Planos de Aposentadoria da Fundação ELETRA, da qual a CELG é patrocinadora. Em 2000 a ELETRA definiu um novo plano misto de aposentadoria e pensão, prevendo a transferência dos participantes do plano de benefício definido para esse novo plano.

Em função desse processo, a CELG, no exercício de 2000, constituiu obrigações a amortizar. Em 18 de dezembro de 2000 foi finalmente assinado contrato com a ELETRA para pagamento, em 240 parcelas mensais e sucessivas, do total das contribuições. Também, associado ao Déficit do Plano de Benefícios definido foi assinado em 18/08/2001, contrato de 120 parcelas mensais, que, em 31.12.2001 foi registrado no ELP e no PC (CELG, 2001).

Relacionado ainda com esses eventos, registra-se que nos anos 2000 e 2001, houve sensível crescimento das aplicações em terceiros. No ano 2000 o crescimento relaciona-se, basicamente, à adesão da empresa ao Programa de Recuperação Fiscal – REFIS com a finalidade de equacionar suas contingências tributárias já mencionadas.

No ano de 2001, o crescimento teve sua origem, basicamente, no Programa de Aposentadoria – ELETRA e ao registro - Custos não Gerenciáveis - denominado de Variação de Custos da Parcela A, resultante da crise energética de 2001 (CELG, 2002).

A associação dos aspectos econômico-financeiros mencionados, e a assunção de dívidas de empreendimentos realizados no Estado do Tocantins, por parte do Estado de Goiás e a União, foi determinante para a manutenção e até redução do ELP durante os anos 1997-2001. Através do Anexo 1b – Passivos - observa-se como o ELP passou de representar 70,58% em 1997 para 69,33% em 1998. Na seqüência, o ELP continuou a cair e sua participação chegou a atingir 45,63% do total do Passivo no ano 2001.

Paralelamente, observa-se um crescimento considerável do PC, que passou de 22,0% em 1997 para 46,39% em 2001. Neste caso, o item de endividamento mais

representativo refere-se a fornecedores, em particular o débito para com o Grupo Eletrobrás.

Através da análise das informações da DRE, é possível identificar a influência desses eventos na formação do Resultado Líquido do período. Assim, o valor mencionado a partir do ano de 1997, registrado como - Despesa Financeira - influenciou na composição do resultado final desse e dos demais exercícios; as provisões tributárias e fiscais praticadas a partir de 1998 classificadas como - Despesas Operacionais -, também influenciaram a formação do - Resultado Operacional Antes do Redito Financeiro - desses anos, assim como, multas e juros referidos aos mesmos tributos e aos débitos acumulados para com o Grupo Eletrobrás, que, foram classificadas como Despesas Financeiras, influenciaram negativamente no Resultado Operacional do exercício de 1998. Já despesas relacionadas ao Programa de Previdência Privada – ELETRA, influenciaram a formação do Resultado Operacional durante os anos 2000-2001.

Da análise combinada das informações da DOAR e Balanços Patrimoniais - Passivos, constatou-se que os recursos oriundos de terceiros decorreram da diminuição do Capital de Giro Líquido - relacionadas endividamento de curto prazo, que a partir de 1998 foi registrado no PC. A partir do ano de 1999 registrou-se o aumento do crédito dos fornecedores (inadimplência), destacando-se no ano 2001 expressivo crescimento da compra de energia no MAE, com o racionamento de energia.

Chama-se a atenção para um período com alterações substanciais no ambiente externo à empresa, com ajustes estruturais, financeiros e institucional do setor elétrico. Até o final de 2001 (último ano deste estudo), a CELG se encontrava em pleno processo preparação para ser privatizada, suspenso em razão de fatores exógenos, principalmente, em relação ao ambiente externo que se apresentava com muitas incertezas após a crise energética experimentada no decorrer desse ano.

Para este estudo buscou-se apresentar as demonstrações financeiras do período de 1997 a 2002, Anexos 1 a 5, considerando-se que a partir de 1997 a empresa teve seu parque gerador reduzido em 98%, em razão da privatização da Usina Hidrelétrica de Cachoeira Dourada, fato mencionado no item 4.1.2. A análise das demonstrações financeiras da CELG, Anexos 3, 4 e 5, relativas ao período mencionado, depara-se com algumas observações consideradas de relevância para fins de conhecimento. Porém para o exemplo em questão, extraíram-se observações

das Notas Explicativas, que integram as Demonstrações Contábeis, contidas no Relatório de Administração da CELG, referente ao exercício de 2001 (CELG, 2001:22-45):

- i) A CELG, sociedade de capital aberto, é concessionária de serviço público de energia elétrica e seu acionista controlador é o Estado de Goiás, que detém o controle acionário de 98% do capital votante. Seus principais objetivos sociais são as atividades de execução dos empreendimentos constantes do Plano de Eletrificação do Estado de Goiás e a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão, redes de distribuição e estações de transformação de energia elétrica, além da prática de comércio decorrentes dessas atividades (Nota Explicativa nº 1).
- ii) Em conformidade com a Nota Explicativa nº 3, as demonstrações foram elaboradas e apresentadas de acordo com as práticas contábeis estabelecidas pela Lei 6.404/76, disposições complementares editadas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, e normas específicas aplicáveis aos concessionários de serviço público de energia elétrica, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- iii) De acordo com as notas explicativas 9, 10, 11 e 12, as transações que deram origem à redução do Capital Circulante Líquido se referem também ao exercício de 2001 e estão consubstanciadas na Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos; e os demais saldos apresentados nas demais demonstrações contábeis compreendem o patrimônio da concessão registrado até 31.12.2001.
- iv) O grande impacto sobre o resultado da Companhia, decorreu, além de outros fatores, do desempenho operacional desfavorável, em razão, principalmente, do racionamento de energia elétrica, das variações na taxa de câmbio e volatilidade das taxas de juros, principais indexadores da dívida em moeda externa e compra da energia gerada em ITAIPU Binacional. Conforme parecer dos auditores independentes, os procedimentos relativos aos resultados das operações, as mutações do patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos estão de acordo com as práticas contábeis previstas na legislação societária brasileira, e refletem a situação econômico-financeira da Companhia.

Conforme dados extraídos dos demonstrativos financeiros de 1997 a 2001, registra-se que, excetuando 1997, a mesma vem acumulando prejuízos em todos os exercícios. Da análise do desempenho econômico e financeiro da Companhia, depara-se com um resultado contábil apurado e consignado nas demonstrações financeiras encerradas em 31.12.2001, com um prejuízo influenciado pelo desempenho operacional mencionado.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS - CELG
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
(EM DEZEMBRO DE 2001)

(EM MILHARES DE REAIS)

	Capital Realizado	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Sub-total	Rec. Dest. a Aumento de Capital	Total
SALDOS EM 31.12.1999	202.010	10.290	-	(258.454)	(46.154)	508.261	462.107
Ajustes de Exercícios Anteriores	-	-	-	(57.099)	(57.099)	-	(57.099)
Aumento Cap. Social: RCA 215º							
- Com Recursos	49.868	-	-	-	49.868	(49.868)	-
- Com Reservas	458.928	-	-	-	458.928	(458.928)	-
Remun. Bens Dir. Constit. c/ C.P.	-	1.685	-	-	1.685	-	1.685
Adiante. Para Aumento Capital	-	-	-	-	-	5.052	5.052
Prejuízo Líquido do Exercício	-	-	-	(65.583)	(65.583)	-	(65.583)
SALDOS EM 31.12.2000	710.806	11.975	-	(381.136)	341.645	4.517	346.162
Prejuízo Líquido do Exercício	-	-	-	(188.765)	(188.765)	-	(188.765)
SALDOS EM 31.12.2001	710.806	11.975	-	(569.901)	152.880	4.517	157.397

Fonte: Relatório de Administração da CELG, 2001. < www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm>. Acesso em 10 jun. 2002.

Dos dados extraídos do referido Relatório, pode-se constatar que o resultado do serviço, antes das despesas financeiras, foi de R\$ 17,3 milhões, representando uma recuperação de 406,96%, relativamente a 2000, com uma margem operacional de 1,57%, que se deve à recuperação de receitas não arrecadadas. O endividamento, segundo os demonstrativos contábeis, corresponde a 75,26% do ativo total. As despesas financeiras aumentaram em 14,60%, comparado ao exercício de 2000, pelas razões evidenciadas.

Apesar dos reajustes tarifários havidos em 2001, a projeção do fluxo de caixa indica que a companhia continuará deficitária, a persistir a atual situação. Este fato se vincula à necessidade de recursos para o cumprimento das obrigações operacionais, em especial o suprimento de energia elétrica, o serviço da dívida e o autofinanciamento. Da análise dos dados registrados na DOAR, Anexo 5, constata-se que não houve autofinanciamento, mas redução do Capital de Giro Líquido, com

um resultado negativo em 2001 de R\$ 183,52 milhões.

Infere-se que a cisão e posteriormente a privatização da Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada S. A. - CDSA, realizada em 1997, provocou impacto negativo no equilíbrio econômico e financeiro da CELG, já que a Companhia passou da condição de geradora para compradora de 60% da energia que distribui na sua área de concessão. Registre-se a necessidade urgente de equacionamento de débitos de curto e longo prazo, além da busca de recursos para autofinanciamento.

4.1.4 O necessário equilíbrio financeiro

Segundo o que consta do item 2.2.1.1, do Capítulo 2 desta dissertação, um dos objetivos do órgão regulador é dar garantias de que a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica tenha continuidade e se exprima nas quantidades e qualidades almejadas. Neste sentido, a busca do equilíbrio econômico-financeiro deve-se dar no período da concessão, conforme estipulado no contrato assinado entre o concessionário e o concedente.

Orientando-se por esses princípios, em especial nos estudos de Queiroz (1988), observa-se, ao analisar a situação econômica e financeira da CELG, a necessidade de ações que visem ao equacionamento emergencial que busque o equilíbrio, recuperando, tanto o capital de Giro Líquido quanto o Capital de Giro Próprio, que se apresentam negativos.

Um fato histórico, registrado pelos Demonstrativos Financeiros publicados ao longo dos anos, é o de que, para a obtenção do necessário equilíbrio financeiro, deixou de ser observado um importante ponto de vinculação entre a liquidez dos ativos e as obrigações que fluem da estrutura dos passivos, decorrentes da inadimplência para com a União, causada pela pressão do processo institucional que coibia a captação de recursos pelas empresas estatais.

Outro senão, este mais grave do ponto de vista gerencial, é a falta de sincronismo entre as sazonalidades e o capital circulante líquido mínimo ou permanente que, pela ausência de provisionamentos, comprometeu o equilíbrio financeiro ao longo dos anos, uma vez que, teoricamente, estaria sujeito a imprevisibilidades, até mesmo pelos reflexos da política intra-setorial.

São claras, portanto, as alternativas buscadas pela Companhia, para a realização das obrigações operacionais e de investimentos. Neste caso, tanto a necessidade

de recursos sazonais como a de capital de giro permanente foram financiadas com recursos de curto prazo. O recomendável seria que o financiamento desta última tivesse sido feito mediante a utilização de aportes de longo prazo.

Tais informações foram úteis para a constatação de que não houve avaliação preliminar sobre a possibilidade de insolvência técnica, e nem de planejamento que aspirasse margem de segurança. Uma vez mais, contraria-se o princípio teórico do equilíbrio financeiro destacado nos capítulos anteriores.

Assim, a solução que a CELG encontrou, conforme seus registros financeiros, não foi a mais aconselhável, elevação da proporção de ativo líquido, mediante empréstimos de curto prazo, ou ampliação dos financiamentos de longo prazo, cujo custo de juros esperado é mais alto que os de financiamento a curto prazo, o erro de procedimento comprometeu a rentabilidade ao longo dos anos.

Por ser uma empresa em que o acionista controlador tem sido o Estado, os recursos aplicados direcionaram-se para ativos de elevado alcance social. A exemplo, cita-se a eletrificação rural. Do exposto percebe-se que a CELG não atua como uma empresa capitalista por excelência, mas nos moldes do Poder Público.

De acordo com os Demonstrativos Financeiros, apresentados anteriormente, fica evidente o elevado grau de risco a que foi submetida a Companhia em razão da contínua limitação dos recursos de curto prazo.

Segundo os estudos desenvolvidos no Capítulo 3, a necessidade de recurso, conforme se demonstra na Tabela 4, destina-se a financiar a totalização do referido item demandado pela Companhia, com operações de longo prazo, utilizando-se, excepcionalmente, de recursos de curto prazo. Porém, esta é uma opção a discutir, de vez que não há vislumbre de recursos a captar, não só do ponto de vista de impedimento legal, em razão de limitações impostas às estatais, mas também dada a carência da disponibilidade de recursos de longo prazo no Brasil.

A medida mais adequada, no momento, associa a implementação de planos estratégicos de gestão com a integralização do capital da Companhia, por parte da ELETROBRAS ou Governo do Estado (acionista majoritário). Elimina-se assim a maior parte do exigível a curto prazo, abrindo-se, então, as possibilidades, após a determinação de uma margem tarifária – sem, no entanto, onerar o consumidor – da obtenção de fontes alternativas de recursos, que poderão ser captados pela utilização de técnicas tradicionais ou mistas.

Tabela 4: Estrutura do CCL e liquidez de seus elementos

Itens	R\$ mil
Caixa	13.586
Aplicações Financeiras	-
Duplicatas a Receber	795.311
Estoques	9.862
Ativo Circulante	818.759
Fornecedores	503.373
Salários A Pagar	6.353
Financiamentos	404.266
Passivo Circulante	913.992
CCL	(95.233)

Fonte: Relatório de Administração da CELG, 2001

4.1.5 Gestão da liquidez na CELG

Ao se avançar no estudo do caso CELG, julga-se oportuno distinguir as tarifas relativas às atividades de distribuição, daquelas relativas às de comercialização, característica peculiar de qualquer empresa distribuidora de energia elétrica. De acordo com os contratos de concessão, a distribuição constitui a principal atividade, cujo destaque teórico está explicitado no Capítulo 2 desta pesquisa.

Portanto, para o referido estudo de caso, é de se considerar que os mecanismos a serem estabelecidos se voltem para a simulação e funcionamento de um mercado mais competitivo, com o estabelecimento da eficiência alocativa dos fatores de produção que integram a atividade regulatória do Poder Concedente, conforme determinado na legislação em vigor, ou seja, a modicidade, simplicidade, equidade e estabilidade tarifária, entre outros.

Dessa forma, considera-se prática a apresentação de argumentos que discorram sobre a base de remuneração tarifária da empresa, da mesma forma que para as demais distribuidoras do Setor Elétrico, de maneira que os capitais empregados nas atividades da Companhia venham em contrapartida aos capitais a remunerar.

Na análise que se desenvolve neste estudo de caso, estão incluídos, na base remuneratória, ativos como capital de Giro, Custos Diferidos e Ativo Imobilizado, que, de acordo com a fundamentação explicitada no Capítulo 3 desta dissertação, atêm-se aos critérios de pertinência e prudência, por permitirem o equilíbrio econômico e financeiro vinculado à regulação da taxa de retorno.

Como afirmado, a base remuneratória é fator considerável não só para a determinação das tarifas, mas também para a definição da lógica de retorno sobre o capital investido. É importante observar que a Companhia, ao longo dos anos, vem acumulando prejuízos, deixando de atender ao requisito de acumulação de capital, o qual só é possível pela presença do lucro para sustentá-la.

A decisão de investimento decorre da expectativa de se ter um determinado fluxo de renda, em contrapartida ao valor da produção que o empreendimento é capaz de auferir. Neste caso, a definição do valor dos investimentos proporciona mecanismos práticos para a aplicação de certos conceitos, já mencionados, dentre os quais o valor presente líquido – VPL.

Destaque-se que o custo marginal de uma empresa (vide item 2.2.1.3, Capítulo 2), é definido sob condições, tais como o acesso ao mercado, a avaliação de risco empresarial ou setorial e até mesmo a conjuntura macroeconômica. Este conceito apresenta implicações, tanto em termos absolutos quanto relativos, no custo médio ponderado de capital – WACC.

O custo médio ponderado de capital, conforme mencionado no Capítulo 3, é fundamental para o processo de interação entre custo de capital e capital a remunerar. Como parte dos capitais a remunerar, prioriza-se o capital de terceiros, seja no aspecto contratual, de garantias, seja pela necessidade de se manter constante o fluxo de obtenção de recursos.

- **Das Origens e aplicações**

Das Origens e Aplicações, no ano de 2001, Anexo 5, destaca-se como principal fonte de recursos o aumento das Exigibilidades a Longo Prazo de R\$ 40.207 mil e como principal aplicação o crescimento das Realizações a Longo Prazo de R\$ 35.415 mil. As Origens totalizam R\$ -148.338 mil e as Aplicações R\$ 35.184 mil, sendo, portanto, de R\$ -183.522 mil a variação do Capital Circulante Líquido (Capital de Giro) e de R\$ -188.534 mil a variação do Capital de Giro Próprio registrado em 31/12/2001, Figura 21 e Anexo 3.

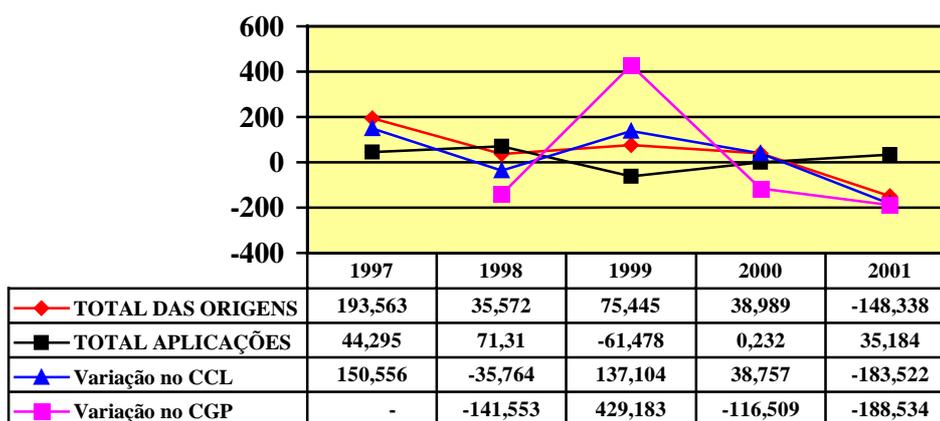


Figura 21: Evolução das Origens e Aplicação de Recursos

Fonte: Adaptado das Demonstrações Financeiras da CELG (1997-2001) – Anexo 3

• Estrutura Patrimonial

O Permanente, sob o aspecto relativo, tem-se apresentado em baixa (-2,0%), verificável ao se analisar o período de 2000 para 2001, Anexo 1a , o que é importante, uma vez que tal redução permite à Companhia destinar mais recursos para a formação de capital circulante. Por outro lado, as Origens de Recursos são, exclusivamente, os Capitais de Terceiros, excessivamente elevados (representam 92,01% do Ativo Total, com o Patrimônio Líquido representando apenas 7,99% do Ativo Total, Anexos 1a e 1b).

O Passivo Circulante, apresentou um crescimento de 2000 para 2001 de 61,87% em relação ao Ativo Circulante, o que representa riscos excessivos, afetando a liquidez da Companhia. A CELG está se utilizando menos dos créditos a Longo Prazo, que são os mais interessantes, principalmente quando destinados à formação de Capital de Giro. No entanto, como tais créditos são elevados (representando de 2000 para 2001 45,63% do Ativo Total, Anexos 1a e 1b), deve-se adotar uma política em relação a eles para que a sua amortização não seja problema.

O Capital de Giro Próprio, negativo, está em baixa, pois a diminuição verificada no Patrimônio Líquido foi maior que a verificada no Permanente, Figura 22. O Capital Circulante Líquido, que também é negativo, aumentou de 1997 para 1999, caindo a partir de 2000 até 2001, Figura 21, posto que o crescimento verificado no Passivo Circulante foi maior que o verificado no Ativo Circulante, Anexos 1a e 1b.

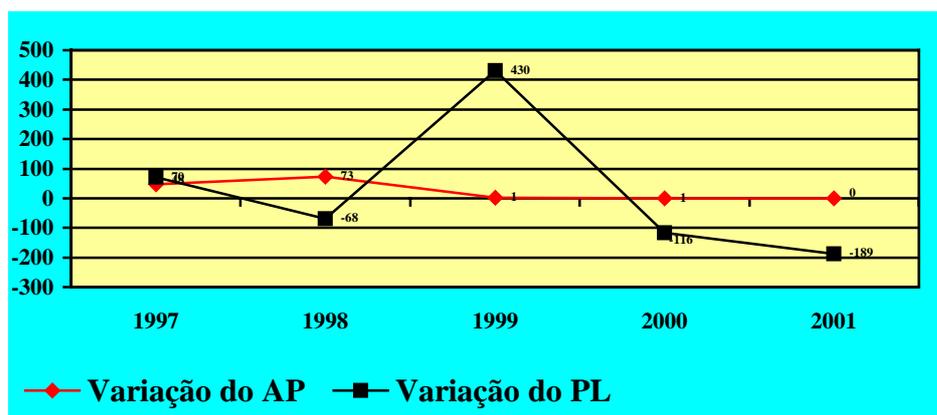


Figura 22: Variação do Ativo Permanente e do Patrimônio Líquido
 Fonte: Adaptado das Demonstrações Financeiras da CELG (1997-2001)
 – Anexos 1a e 3

• Capitais de Giro

Um enfoque merecedor de destaque é que a Companhia busque, com terceiros, os recursos indispensáveis ao financiamento ou refinanciamento de seus investimentos, embora esse procedimento, teoricamente, possa afetar a situação de rentabilidade econômica e financeira, em função de a Taxa Interna de Retorno - TIR ser menor do que o custo do empréstimo e os encargos decorrentes do endividamento refletirem, a curto prazo, em função de uma desproporcional injeção de capitais por empréstimos.

É importante que se tenha recursos próprios suficientes para financiar uma parcela dos seus investimentos em Ativo Permanente e, ainda, parte do seu Circulante. Atualmente o que se verifica é a utilização de Capitais de Terceiros, uma vez que a Companhia não dispõe de Capital Próprio, tendo apresentado negativo no período de 1997 a 2001. Também o Capital Circulante Líquido ou Capital e a Necessidade de Capital Giro apresentam-se negativos em 2001, Figura 23.

Após a análise dos dados de 1997 a 2001, verificam-se diferenças entre os capitais próprios (Patrimônio Líquido) e o Ativo Permanente, que apresentam-se, de forma indesejável, em todos os anos, pela predominância do Ativo Permanente, Figura 22, que mostra o comportamento dos principais indicadores de Capital de Giro.

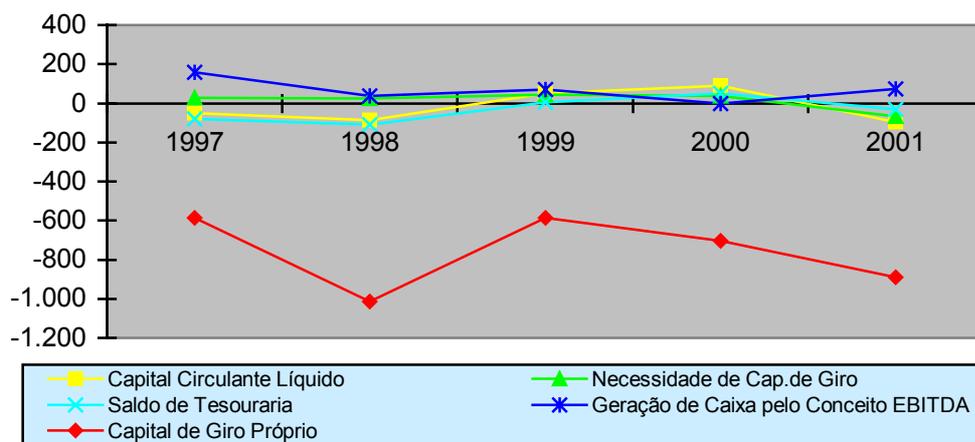


Figura 23: Indicadores de Capital de Giro

Fonte: Adaptado das Demonstrações Financeiras da CELG (1997-2001)

Em face da inexistência de capital de giro próprio, sugere-se a capitalização dos resultados durante alguns exercícios e o aumento do Capital Social por parte do Acionista Majoritário. Associada a essas providências deve ser vista a possibilidade de reavaliação do Ativo Fixo e a realização de um planejamento estratégico com ações de reestruturação em todos os níveis administrativo, econômico e financeiro.

A CELG não apresentou, em 31.12.2001 condições de autofinanciamento para o seu ativo cíclico, dada a necessidade de capital de giro, sendo essa necessidade negativa em R\$ -165.366 mil. Tal situação, entretanto, seria boa não fossem os baixos Índices de Liquidez e a inexistência de Capital de Giro Próprio.

A capacidade de geração de caixa operacional da Companhia apurada pelo conceito EBITDA evolui favoravelmente. Aumentou de R\$ -1.500. mil, em 31.12/2000, para R\$ 73.566 mil, em 31/12/2001.

4.2 Aplicação do método proposto para a determinação da margem tarifária ideal da CELG

A margem tarifária ideal, segundo os conceitos desenvolvidos nesta pesquisa, Capítulo 3, é um indicador a ser calculado com o objetivo de permitir a avaliação do

desempenho da Companhia, com vistas à realização de auto-investimento e remuneração do acionista.

Teoricamente, resulta da diferença absoluta entre a tarifa média da energia repassada aos consumidores finais, relacionada à tarifa média da energia que produz e que adquire dos geradores. A tarifa média de compra decorre da computação dos diversos itens que geram o custo total em termos econômicos num determinado período, relacionado ao total recebido fisicamente.

A tarifa de venda, como é usualmente definida intra-setorialmente, refere-se ao total das vendas, consumo e demanda, recebida em termos econômicos num determinado período de tempo, em relação ao total físico (MWh), repassado aos clientes, no mesmo período.

A atenção deverá ser concentrada na administração do ativo, evitando-se ociosidade de recursos. Neste caso, detalha a margem como giro, com a finalidade de se identificar onde estão localizados os problemas responsáveis pelo desequilíbrio da Companhia. E, para esta análise, está sendo adotado o sistema *Du-Pont* de análise financeira e de análise do retorno sobre o investimento.

Considera-se o conceito de administração de capital de giro, como sendo algo que está diretamente relacionado às decisões estratégicas das empresas, por envolver tomada de decisões em cenários de curto prazo, que, na maioria das vezes, ocorre em conjunturas de instabilidade, com pressuposição de acentuado grau de risco, fato que tem, historicamente, envolvido as empresas do setor de eletricidade no Brasil .

4.2.1 A margem tarifária ideal a partir do método proposto

Para a aplicação do método de determinação da Margem Tarifária Ideal, na CELG, foram utilizadas as demonstrações financeiras, em especial, valores extraídos da DRE e DOAR. Determinam-se, conforme item 3.3.2, mediante a orientação proposta na Figura 17, as Despesas apuradas e computadas (DAC), conforme fórmula (1) a seguir:

4.2.1.1 Despesas apuradas e computadas

Para a determinação das Despesas Apuradas e Computadas (DAC), utilizou-se o

somatório das Despesas Operacionais Administradas (DOA), Despesas Operacionais não Administradas (DNA), Encargos Tarifários (ET), Quota de Reintegração e Resultado não Operacional (RNO), referidos nos itens 3.2.1 e 3.2.2 desta dissertação.

$$\text{DAC} = \text{DOA} + \text{DNA} + \text{ET} + \text{QR} + \text{RNO} \quad (01)$$

• **Despesas operacionais administradas:** despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, pagamentos de tributos, reversão de provisões, provisões trabalhistas, provisões contingenciais e outras, depreciação e outras despesas, Tabela 5.

Tabela 5: Despesas operacionais administradas

ITENS	R\$ mil
Pessoal	133.554
Material	22.309
Serviços de Terceiros	104.350
Outras despesas	137.453
- Tributos	50.226
- Reversão de Provisão	(53.418)
- Provisões trabalhistas	644
- Provisões contingenciais e outras	57.179
- Depreciação	58.689
- Outras despesas	24.133
TOTAL	397.666

Fonte: adaptada dos Demonstrativos Financeiros da CELG (2001)

Despesas operacionais não administradas: referem-se à compra de energia elétrica de outras supridoras, necessária ao atendimento dos consumidores finais, contratos estabelecidos (MAE) para o consumo em MWh e da demanda em MW e kW, bem como compreensão financeira referente à geração própria em kWh, a ser repassada a ANEEL, Tabela 6.

Tabela 6: Despesas operacionais não administradas

ITEM	R\$ MIL
CDSA	175.633
FURNAS	81.333
ITAIPU	130.032
OUTRAS	197.625
TOTAL	584.623

Fonte: adaptada dos Demonstrativos Financeiros da CELG (2001)

- **Encargos tarifários:** decorrem das despesas de incidências de origem legal, previstas na legislação – Reserva Global de Reversão (RGR), Cota de consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), Taxa de Fiscalização, Compensação financeira e repasses para o Fundo Nacional de Ciência e Tecnologia (FNDCT), Tabela 7.

Tabela 7: Encargos tarifários

ITEM	R\$ MIL
Cota de RGR	15.204
Cota de CCC	56.496
Taxa de Fiscalização	1.742
Compensação Financeira	72
FNDCT	1.956
TOTAL	75.470

Fonte: adaptada dos Demonstrativos Financeiros da CELG (2001)

- **Quota de reintegração:** refere-se às despesas ajustadas da Companhia, à Base de Remuneração, consideradas no período utilizado para definição de tal base, tomados como parâmetros os dados consistidos em 2001 e projetados para dezembro de 2002. Os saldos foram definidos pela utilização do mecanismo de correção integral dos valores, realizados a partir de 1995, nos Demonstrativos financeiros até dezembro de 2001. Foram objeto de correção monetária os itens imobilizado em serviço, depreciação, imobilizado em curso e obrigações especiais. Foi definido um nível de depreciação média compatível com o que se adota contabilmente, incidindo sobre a referida base de remuneração. São ajustadas pelo efeito fiscal, situando-se entre a base de remuneração regulatória e a depreciação contábil, Tabela 8.

Tabela 8: Base de Remuneração com Correção Integral pelo IGPM

ITEM	DEZ/2001	Dez/2002
Imob. Em Serviço		
Saldo Inicial	1.794.150	1.950.724
(+) Adições	0	7.510
(-) Baixas	0	0
(+) correção	0	7.848
(=) Saldo final	1.794.150	1.966.082
Saldo Pro Rata Tempore	149.513	1.884.359
Dep. Acumula		
Saldo Inicial	(808.407)	(648.655)
(+) Quota Média (4,35%)	0	7.071
(-) Baixas	0	0
(+) Correção	0	(28.871)
(=) Saldo Final	(808.407)	(670.455)
Saldo Pro Rata Tempore	0	(608.427)
Obrigações Especiais		
Saldo Inicial	(352.366)	(427.613)
(+) Imobilizações	0	(160)
(-) Baixas	0	0
(+) correção	0	(19.250)
(=) Saldo final	(352.366)	(447.022)
Saldo Pro Rata Tempore		(380.969)
Invest. Remunerável	2.050.191	2.194.729
IGPM Acumulado	0	26,21%
Almoxarifado	9.862	15.875
Capital de Giro	(24.556)	(35.178)
Quota de Depreciação		81.382

Fonte: adaptado dos Demonstrativos Financeiros da CELG (2001)

As despesas com depreciação do ano de 2001, foram ajustadas pelo efeito fiscal, derivado da diferença entre depreciação regulatória e contábil, observados os critérios a seguir relacionados, que se referem aos dados projetados no período de janeiro a dezembro de 2002, consignados na Tabela 9 e Anexos 7 e 8.

$$Q_R = \text{Depreciação Contábil} + (\text{Depreciação Regulatória} + \text{Depreciação Contábil}) / (1 - T - \text{CSSL})$$

Onde: Q_R – Quotas de Reintegração

$$Q_R = \sum (\text{Quota de Depreciação})_{\text{Jan/2002-Dez/2002}}$$

$$Q_R = \text{R\$ } 81.382 \text{ mil}$$

Tabela 9: Base de Remuneração Pro Rata Tempore

ITEM	R\$ MIL
Imobilizado em Serviço	1.884.359
(-) Depreciação Acumulada	(608.427)
(+) Almocharifado	15.175
(+) Capital de Giro	(33.661)
(-) Obrigações Especiais	(380.969)
Base de Remuneração	876.478

Fonte: adaptado dos Dem.Financ.da CELG (2001)

- **Resultado não operacional:** no caso da CELG, registrou-se nessa rubrica o prejuízo na desativação de bens e custos dos bens alienados e outras despesas não operacionais, Tabela 10.

Tabela 10: Resultado não Operacional

ITEM	R\$ MIL
Lucro na desativação de bens	100
Renda na alienação de bens	10
Outras receitas	667
Prejuízo na desativação de bens	(20)
Custos de bens alienados	(420)
Outras Despesas	(1.012)
TOTAL	(675)

Fonte: adaptado dos Dem. Financ.da CELG (2001)

Observados os valores definidos na tabelas 6, 7, 8, 9, 10 e 11, tem-se que:

$$\text{DAC} = 397.666 + 584.623 + 75.470 + 81.346 + 675$$

$$\text{DAC} = \text{R\$ } 1.036.828 \text{ mil}$$

(1)

4.2.1.2 Remuneração do capital permitida

Conforme Brigham et all (2001:249-255), e fundamentação enumerada no Capítulo 3 desta dissertação, o método para se definir a base de remuneração deve ser aquele que assegure o retorno do valor do investimento. No estudo de caso CELG, o foco principal volta-se para o conceito de valor presente líquido (VPL) e fluxo de caixa.

O Valor Presente Líquido envolve os montantes líquidos futuros gerados pelo investimento, os capitais próprios e de terceiros empregados e a remuneração desses capitais. O investimento é viável, quando o valor presente líquido for maior que zero.

Conforme já mencionado, para se determinar a base de remuneração é importante que sejam considerados o reconhecimento dos ativos, objeto da prestação de serviços de distribuição de energia elétrica, e a seguir, a determinação do valor, sob a perspectiva econômica.

A Base de Remuneração, Tabela 9, é fator essencial na determinação da Receita Permitida, cujo cálculo é definido a partir da estrutura de capital, estabelecida pelo somatório do Capital de Terceiros mais o Capital Próprio, que tomou por base os pressupostos teóricos determinados a partir do item 3.2 desta dissertação.

Capital próprio: Para a determinação da base remuneratória da CELG, está sendo tomado como parâmetro o cálculo, tanto do custo do capital próprio, quanto do capital de terceiros. Das considerações apresentadas no item 3.2, têm-se agora fundamentos conceituais suficientes, que permitem simular o cálculo da taxa do custo de capital (*WACC*) da CELG. E para a realização do cálculo, serão assumidas algumas condições ditadas por especialistas de mercado e outras alicerçadas em bases hipotéticas, a saber:

- i) estrutura de capital: 40% de capital de terceiros e 60% de capital próprio (Nota Técnica da ANEEL – 073/2001);
- ii) taxa de retorno de livre de risco: 8,57% (baseado no estudo da COOPERS & LYBRAND, 1997);
- iii) taxa de prêmio risco de mercado ($K_m - K_{Rf}$): 4,01% (baseado no estudo da COOPERS & LYBRAND, 1997);
- iv) risco sistemático das ações (*beta*): 1 (de acordo com COOPERS & LYBRAND, 1997);

v) benefício fiscal (alíquota de imposto de renda e contribuição social): 34 % (com base na legislação atual); e

vi) paridade cambial, R\$/US\$, estimada em R\$3,76/US\$1.00 – cenário FIPE – inflação interna de 7,5% e dos EUA de 3,6%;

Entende-se, conforme a teoria exposta no Capítulo 3, que o parâmetro apresentado para o prêmio de risco permitirá a recuperação mais rápida do capital próprio, que, associado ao coeficiente Beta, irá, teoricamente, refletir a queda de risco, quanto à possibilidade mais acelerada dessa recuperação.

Com base na exposição feita, pode-se realizar o cálculo para o Capital Próprio da CELG, recorrendo-se à fórmula adaptada do Modelo *Hamada*, apresentado em Brigham et al (2001:610-611), observando-se os valores dos ativos após os impostos.

$$K_{SL} = \frac{((K_{Rf} + (K_m - K_{Rf}) \cdot bu + R_B) + 1)^{1 + (\phi_i / \phi_A)}}{(1 + \phi_i) - 1} \cdot (1 - T)$$

Onde:

K_{SL} – custo do capital próprio

K_{Rf} – taxa de livre risco

$(K_m - K_{Rf}) \cdot bu$ – prêmio de risco

bu – coeficiente beta da empresa na ausência de alavancagem financeira (risco sistemático do capital próprio)

R_B – Risco Brasil

T – impostos

ϕ_i - Inflação interna, estimada

ϕ_A - Inflação dos Estados Unidos da América, estimada

Cálculo da taxa de custo do capital próprio:

$$K_{SL} = \frac{((0,0857 + (0,1258 - 0,0857) \cdot 1 + 0,0242) + 1)^{1 + (0,0376)}}{(1 + 0,075) - 1} \cdot (1 - 0,34)$$

$$K_{SL} = 0,1667 \text{ ou } 16,67\%$$

Da análise, tem-se que a taxa de retorno esperada sobre o Ativo - que representa o custo do Capital Próprio após a incidência tributária - é da ordem de 16,63%, considerando-se que a inflação interna estimada seja de 7,5%, para 2002.

Capital de terceiros: é obtido, usualmente, de acordo com os parâmetros de

mercado. Para o caso em questão, está sendo adotado o critério até então utilizado pelo Setor Elétrico, especialmente pela ABRADÉE (2001), em razão da peculiaridade existente. Toma-se o custo de mercado da moeda estrangeira até dezembro de 2001; o custo da moeda nacional, levando-se em conta os valores do BNDES (TJLP mais *spread* de 4,5% ao ano), ou o custo da ELETROBRÁS (Custo médio da TJLP em 2001 e 2002 e fonte de mercado, média CVM, período 2000 e 2001). Adaptada da fórmula paramétrica adotada pelo setor, tem-se:

$$C_{Kt} = (((0,5(C_m + C_{BNDES})) + 1) / \phi_i) - 1$$

Onde:

C_{Kt} - Custo do Capital de Terceiros

C_m - Custo de Mercado

C_{BNDES} - Custo de Empréstimos (fonte BNDES)

ϕ - Inflação Interna Estimada

$$C_{kt} = ((0,5*(0,1485 + 0,195)) + 1)/1,075$$

$$C_{kt} = 0,09 \text{ Ou } 9,0\%$$

O Custo do Capital de Terceiros, que corresponde ao custo médio, antes do imposto, para as empresas do setor de energia elétrica em geral é de 9,00% ao ano. Entende-se conforme a teoria apresentada no Capítulo 3, desta pesquisa, que os parâmetros apresentados são usualmente aceitos para as empresas de energia elétrica. Há de considerar que na composição da Estrutura de Capital, tem-se 60% de Capital Próprio e 40% de Capital de Terceiros, determinando o Custo Médio Ponderado de Capital, *WACC*.

$$WACC = \{[(0,4 \times 0,1667) \times (1 - 0,34)] + (0,6 \times 0,09)\} \times 100$$

$$WACC = 9,8\%$$

Portanto, diante das condições convencionadas e estabelecidas para esta simulação, o custo médio ponderado indicado neste trabalho, em termos percentuais, dos capitais próprios e de terceiros (*WACC*), proposta para a CELG, soma 9,8% ao ano. Os valores relativos à remuneração do capital próprio e de terceiros servirá como parâmetro, a partir da Base de Remuneração, no valor de R\$876.478 mil, Tabela 9, para se determinar a Remuneração do

Capital Permitida da Companhia, Figura 16, item 3.3.2.

Remun. do capital próprio = $(0,6 \times R\$ 876.478) \times 0,1667 = R\$ 87.470$ mil

Remun. do Capital de terceiros = $(0,4 \times R\$ 876.478) \times 0,0900 = R\$ 31.939$ mil

$$RP = RCP + RCT$$

$$RP = (87.470 + 31.939) = 119.409 \text{ mil} \quad (2)$$

4.2.1.3 Receita requerida

Como definida no item 3.3.1, a Receita Requerida (RR) da CELG será determinada a partir do somatório das Despesas Apuradas e Computadas e a Remuneração de Capital Permitida.

$$RR = DAC + RP \quad (3)$$

$$RR = 1.036.828 + 119.409 = R\$ 1.156.579 \text{ mil}$$

4.2.1.4 Receita total verificada

Conforme método proposto, a Receita Total Verificada (RTV) tem sua estrutura definida de acordo com o conceito fundamentado no item 3.3, em especial na Figura 17. Para a definição da Receita Total Verificada, soma-se a Receita Operacional Verificada (ROV) às Outras Receitas Verificadas (ORV).

- **Receita operacional verificada:** é determinada a partir da receita bruta de serviços prestados pela CELG, oriunda do fornecimento às classes de consumo - residencial, industrial, comercial, rural, poder público e iluminação pública - verificadas no mercado, a preços determinados, segundo legislação do Poder Concedente. Segundo dados da CELG (2001:35-36) tomou-se como referência os valores da receita bruta de energia elétrica registrados na DRE, Nota Explicativa nº 15, cuja composição, por classe de consumidores está destacada na Tabela 11 a seguir.

Tabela 11: Receita operacional verificada da CELG em 31.12.2001

CASSES DE CONSUMO	R\$ MIL
Residencial	474.043
Industrial	189.477
Comercial	196.239
Rural	69.119
Poder Público	29.062
Serviços Públicos	27.982
Iluminação Pública	44.924
Fornecimento não Faturado	(3.384)
Recomposição Tarifária	117.977
(-) ICMS	(244.025)
TOTAL	901.414

Fonte: adaptado dos Dem.Financ.da CELG(2001)

- **Outras receitas verificadas:** da mesma forma que as Receitas Operacionais Verificadas, as Outras Receitas Verificadas (ORV) são apuradas a partir das Demonstrações Financeiras, também com registro na DRE. Estas receitas estão consignadas na Nota explicativa nº 15, e estão discriminadas conforme Tabela 12 a seguir.

Tabela 12: Outras receitas verificadas na CELG - 2001

CASSES DE CONSUMO	R\$ MIL
Suprimento – Uso da Rede	4.231
Suprimento – Intercâmbio	37.646
Suprimento – Curto prazo	71.478
Suprimento – Energia Livre	0
Serviço Taxado	0
Renda de Prestação de Serviço	0
TUSD	0
Renda, aluguéis	0
Outras Receitas	0
Curto Prazo	0
TOTAL	127.413

Fonte: adaptado dos Dem.Financ.da CELG(2001)

$$RTV = ROV + ORV$$

(4)

$$RTV = 901.414 + 127.413$$

$$RTV = R\$ 1.028.827 \text{ mil}$$

4.2.1.5 Reposicionamento tarifário

Para a caracterização do Reposicionamento Tarifário (RT), há de se determinar a Receita Total Verificada (RTV) e a Remuneração Permitida (RP). Em seguida definem-se as Despesas Apuradas e Computadas (DAC), com vistas a identificar a Suficiência ou Insuficiência de Caixa (SIR).

Define-se, também, a Receita Requerida (RR), que se identifica como um parâmetro importante para a determinação do Reposicionamento Tarifário, será obtido a partir da correlação determinada pela diferença entre a Receita Requerida e as Outras Receitas Verificadas, pela Receita Operacional Verificada. Isto equivale a dizer que o Reposicionamento Tarifário é o quociente que exprime a necessidade de complemento de caixa, para se definir a situação de equilíbrio. De acordo com a fórmula a seguir, fica demonstrado que, na situação de estrutura de capital proposta, a CELG necessita, além do índice de reajuste de tarifas, de um percentual de 14,17% para reaver seu equilíbrio econômico-financeiro.

$$RT = (((RR - ORV)/RTV) - 1) * 100 \quad (5)$$

$$RT = (((R\$ 1.156.579 - 127.413)/ 901.414) - 1) * 100$$

$$RT = 14,17\%$$

4.2.1.6 Suficiência ou insuficiência de receita

Nas condições propostas e indicadas neste estudo de caso - após a definição do reposicionamento tarifário - fica demonstrada uma pequena margem de ganho em nível operacional, porém com evidente necessidade de recursos da ordem de R\$ 127.752 mil. Porém, antes de qualquer iniciativa e para se habilitar a tal procedimento, é importante que a CELG passe por um processo de revitalização, através de medidas de caráter estratégico, que a levem à mudança de seu perfil econômico e financeiro.

$$SIR = RT \times RTV \quad (6)$$

$$SIR = (0,1417) \times 901.414$$

$$SIR = R\$ 127.752 \text{ mil}$$

4.2.1.7 Determinação da margem tarifária ideal

Persistindo o sistema tarifário atual e presumindo-se que, por ocasião dos reajustes, tem-se como priorização os ganhos de eficiência e modicidade tarifária, embora se preocupando com o equilíbrio de longo prazo, é possível ter-se uma idéia em relação à margem tarifária ideal para a distribuidora de energia elétrica.

No caso da CELG, é da ordem de 49,74%, considerando-se os custos atualmente praticados. Com a metodologia de utilização da Receita Requerida é possível orientar-se no sentido de obter, não só a possibilidade de garantir a taxa de retorno, mas, também, assegurar a realização dos níveis de investimento requeridos pela expansão do mercado.

Dadas as características dos contratos de concessão em vigor, que possibilitam revisões ordinárias, a concessionária tem garantido, por lei, seu direito de reajustes anuais, como forma de compensação pelos ajustes dos custos não gerenciáveis e gerenciáveis. Estes reajustes, conforme explicitado no Capítulo 2, referem-se à aplicação do IRT, Índice de Reajuste Tarifário.

Com a estimativa proposta pelo método em questão, e a partir da análise do custo médio ponderado de capital e da determinação da Receita Requerida, com a introdução dos valores determinados a partir da determinação da tarifa média e do reposicionamento tarifário, será possível a realização da margem tarifária adicional, que, associada ao fator ganho de eficiência (redução dos custos unitários gerenciáveis), irá imprimir uma novo desempenho com vistas a atender ao objetivo da modicidade tarifária, qual seja:

$$MTI = (TM_v \times IRT \times RT) - TM_c \quad (7)$$

$$MT_i = ((R\$ 170,66/MWh) \times 1,1324 \times 1,1417) - (R\$ 85,77/MWh)$$

$$MT_i = R\$ 134,87/MWh$$

Onde:

MT_i: Margem Tarifária Ideal

RT: Reposicionamento Tarifário

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

TM_v: Tarifa média de venda de energia elétrica a Consumidores Finais

TM_c: Tarifa média de Compra de Energia Elétrica

Considerados os dados da Tabela 13, tem-se que, com a nova tarifa média de

venda de energia elétrica decorrente do valor, em termos econômicos, no ano de 2001, a margem tarifária passará de R\$ 84,89/MWh para R\$ 134,87/MWh, indicando uma ampliação da margem em 58,87% em relação ao total, com os custos não gerenciáveis caindo de 50,26% para 38,87%.

Tabela 13: Consumo faturado e compra de energia elétrica pela CELG

	2001			
	MWh	R\$ mil	R\$/MWh	%
Consumo faturado	6.028.636	1.028.827	170,66	100,00
Energia comprada	6.816.000	584.623	85,77	50,26
Margem Tarifária			84,89	49,74

Fonte: Relatório de Administração da CELG, 2001.

www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm.

Assim sendo, sugere-se que a companhia promova o seu reequilíbrio econômico-financeiro, conciliada essa necessidade com priorização dos investimentos para atender às crescentes necessidades do mercado do Estado de Goiás. As ações de reequilíbrio devem ser implementadas, não somente pelo alongamento do perfil dos exigíveis, mas por uma estratégia que permita a redução do contas a receber e aumento da arrecadação.

Observa-se que, se tais medidas não forem implementadas, o nível de insolvência será agravado, mantendo os níveis atuais de CCL e CGP, o que não é aconselhável. Dificilmente, a CELG, sem a sua reestruturação, atingirá os níveis de margem tarifária encontrados através do método proposto. O consumidor final não suportaria um repasse tarifário que superasse os índices da inflação vigente. Fica evidenciada a necessidade de uma tomada de posição por parte da direção superior, com apoio do conselho de administração e acionista majoritário. Assim, pode-se concluir que a busca de uma receita requerida será possível para que se alcance atendimento operacional, auto-investimento e remuneração do capital investido pelos acionistas.

5 CONCLUSÃO

A presente pesquisa definiu como objetivo geral a proposição do método de definição da margem tarifária ideal, para garantir a performance das empresas de distribuição de energia elétrica. De acordo com os objetivos específicos, o estudo destacou a partir das demonstrações financeiras, os critérios para a compreensão e conhecimento da ótica financeira e as operações de financiamento, além da gestão do capital de giro a partir da determinação da base de remuneração.

Permitiu conhecer, mediante fundamentação teórica, a definição da estrutura de capital considerada factível para a análise das alternativas que possibilitem a determinação da margem tarifária ideal, e permitam as empresas realizarem seus custos e autofinanciamento. A partir da identificação dos padrões financeiros (registrados nos demonstrativos financeiros) da CELG, objeto de estudo de caso, foi possível o entendimento do método proposto.

Mais uma alternativa é oferecida para a busca da capacidade de autofinanciamento, permitindo, assim, que o papel reservado às concessionárias, perante a sociedade, seja devidamente cumprido. Ao mesmo tempo, alinham-se recomendações sobre pontos considerados relevantes para a continuidade de estudos pertinentes a este tema, de forma a respaldar futuros aprofundamentos que, sem dúvida, virão oferecer novos subsídios.

Destacando-se um pouco mais o objeto desta pesquisa, caracterizado pela determinação da Margem Tarifária Ideal para uma distribuidora de energia elétrica, tem-se que esta é identificada como um indicador resultante da diferença absoluta entre a tarifa média de energia elétrica repassada aos consumidores finais, e a tarifa média de compra de energia elétrica. Referencia-se como sendo o saldo de recursos necessário para fazer face às obrigações operacionais e dar cumprimento às contrapartidas relativas aos investimentos, além de remunerar o capital aplicado.

Observou-se ser a Margem Tarifária, determinada nesta pesquisa a partir do conceito de receita requerida, um indicador de formulação simples, sendo a tarifa média de compra o cômputo de vários itens que geram o custo total em termos econômicos, num período dado, dividido pelo total em MWh. A tarifa média de venda representa o total das vendas de energia elétrica, consumo e demanda, caracterizado como valor recebido do consumidor final, também em termos

econômicos, nesse mesmo período de tempo, dividido pelo total de MWh.

Conclui-se que, no que concerne aos níveis de margem tarifária verificados atualmente no âmbito das concessionárias de distribuição de energia elétrica, torna-se difícil a obtenção do retorno desejado, uma vez que inibe o espírito da competitividade, frente ao preço do MWh praticado no mercado externo, comparativamente ao custo do capital.

Conforme os objetivos desenvolvidos para esta pesquisa, foi proposto um método de definição da margem tarifária ideal, para garantir a performance das empresas de distribuição de energia elétrica. E, com isso, os mecanismos para a viabilização do equilíbrio econômico-financeiro das empresas de distribuidoras de energia elétrica, permitindo após a rentabilidade adequada a garantia de receita requerida compatível para a realização dos custos de operação, autofinanciamento e remuneração do capital aplicado.

5.1 Considerações finais

A metodologia verificada a partir do método proposto para definição da Margem Tarifária Ideal associa-se à base de remuneração que assegura um retorno justo sobre o valor do investimento realizado pelos acionistas. Tem-se também, implicitamente, as bases atualizadas mediante a adoção dos efeitos da correção monetária, suspensa desde 1995.

Considerando que os estudos de casos e tarefas ampliam o entendimento dos processos de mudança e de dimensão política do desenvolvimento da capacidade empresarial, pode-se afirmar que a definição do método ora exposto, apesar de não alterar o desempenho do atual modelo, permite a inserção de variáveis até então consideradas sem relevância, ficando claro o benefício gerado.

Ao longo do estudo foi possível acompanhar, a partir dos pressupostos teóricos, a fundamentação de conceitos e definições claras quanto às técnicas gerenciais que adaptam as empresas ao mercado, cada vez mais competitivo, mostrando de forma concisa a necessidade de que a avaliação dos recursos empresariais seja desenvolvida com base em atitude que vislumbre o alcance dos objetivos empresariais.

O complemento lógico de tudo o que se expõe a respeito da necessidade de gerar autofinanciamento, com o intuito de alavancar as bases da gestão empresarial, frente à análise das políticas de formação de preços pelo modelo vigente no Setor

Elétrico Brasileiro, é a convicção de que os procedimentos contábeis não são modificados de um período para outro e que as bases de remuneração são mantidas nos níveis exigidos para a sobrevivência do negócio.

Da análise, infere-se também a importância da inclusão das atualizações de variáveis, inserindo imobilizações e capital de giro, na composição do cálculo da margem tarifária, que, no caso em estudo, se associa à base de remuneração. Assim delineada a idéia de autofinanciamento está vinculada ao conceito de disponibilidades monetárias, que não se apresentam sob forma de fundos à espera de investimentos mas que são reinvestidos na empresa tão logo o processo de planejamento exija.

Outra conclusão importante que se evidencia na presente análise é a de que a receita do exercício, fruto da gestão econômica, não deve ser identificada com o fluxo de caixa, que é um aspecto típico da gestão financeira. O autofinanciamento pode ser entendido como a possibilidade de realização do processo de expansão dos investimentos, sem recorrer-se a financiamentos externos, atraídos por vínculo de capital ou empréstimo.

Com os estudos, foi possível a confirmação da importância da DOAR na compreensão do processo de evolução da posição financeira, para conhecimento da política de investimentos. Esta representa as mutações de caráter financeiro, cuja origem é delineada pelos lucros líquidos, as entradas para aumento de capital social e a depreciação do imobilizado. Tal fato é evidenciado no estudo de caso proposto.

Mais um aspecto que merece destaque é a vinculação direta que se deve fazer da necessidade de capital de giro às características das atividades desenvolvidas pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, isto é, o ciclo financeiro e o de atividades, que, de forma clara, se inserem no âmbito do método de identificação do cálculo da Margem Tarifária Ideal.

Torna-se óbvio entender da impossibilidade de prática de repasses tarifários anuais superiores a 20% ao ano, em razão do crescimento inflacionário. Porém, é factível que as diferenças que superem este percentual sejam repassadas, mediante redução dos custos não gerenciáveis, assim discriminados: redução do percentual relativo à Reserva Global de Reversão - RGR, Cota de Consumo de Combustível - CCC, e esforço conjugado do processo de gestão empresarial, ou mesmo uma integralização de capital pelos acionistas.

5.2 Recomendações

Pesquisas poderiam ser realizadas, mediante a utilização de um universo de empresas, traduzindo maior representatividade, de forma que orientassem a obtenção de equilíbrio econômico e financeiro, principalmente para a determinação de margem de recursos suficientes para a geração de caixa visando a cobertura das obrigações primárias, bem como autofinanciamento e implementação de lucro que atenda aos acionistas.

Dada a extensão do assunto e pela ancoragem nos modelos adotados no decorrer do período histórico do Setor Elétrico no Brasil - destaque ao longo do Capítulo 2 deste trabalho - sugere-se a busca de outras teorias, que permitam um aprofundamento maior para o conhecimento das questões que foram tratadas com menor ênfase na pesquisa.

Da utilização deste estudo, como referencial, e observando as propostas de alteração dos princípios que norteiam o processo das concessões, é possível aprofundar-se num mecanismo de investigação que permita eliminar a disparidade imposta pela legislação vigente, pois esta inibe a correção dos ativos e permite a atualização dos passivos, gerando um desconforto no nível de resultado.

Um enfoque merecedor de destaque é que, embora os preceitos teóricos considerem salutar e viável, em reiteradas situações, é recomendável que a CELG busque os recursos indispensáveis ao financiamento ou refinanciamento de sua dívida e para realização de investimentos. A propósito, é importante que se tenham recursos próprios suficientes para financiar uma parcela dos investimentos em Ativo Permanente e ainda parte do Circulante.

Quanto ao que se deparou do estudo de caso CELG, recomenda-se uma pesquisa de caráter mais amplo, observando o relacionamento da Companhia com o Governo do Estado, entidades federais do Setor Elétrico e Governo Federal. Este relacionamento é fundamental para o desenvolvimento de ações estratégicas, especialmente para modelagem de sua estrutura econômica e financeira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMBONI, Nério e AMBONI, Narcisa de Fátima. **Metodologia da Pesquisa Acadêmica e Empresarial**. Florianópolis: Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC, Centro de Ciências da Administração – ESAG, Fundação de Estudos Superiores de Administração e Gerência – FESAG, 1996.

ANDREWS, Kennet R. O Conceito de Estratégia Empresarial. In: MINTZBERG, Henry; QUINN, James B. **O processo da estratégia**. 3 ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

ANEEL. **Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2000, 2v.: il. Disponível em: <<http://aneel.gov.br/legislação.htm>>. Acesso em: 27 dez. 2001.

ARMSTRONG, M. C. Doyle; VICKERS, J. **Regulatory Reforms: economic analysis and British experience** MIT Press. Cambridge (MA): 1994.

ASSAF NETO, Alexandre; SILVA, César Augusto. **Administração do Capital de Giro**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1997.

ASSEF, Roberto. **Formação de Preços: aspectos mercadológicos, tributários e financeiros para pequenas e médias empresas**. 11^A ed. Rio de Janeiro: Campus, 1997.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Publicações Econômicas e Financeiras: **Boletim do BCB**. Disponível em www.bcb.gov.br. Acesso em 20.06.2002.

BAJAY, Sergio Valdir. Perspectivas de Evolução Institucional do Setor Elétrico Brasileiro e as correspondentes Políticas Energéticas. **Revista Brasileira de Energia**, São Paulo, v. 4, n. 3, p. 1-8, 1995.

BEUREN, Ilse Maria. **Gerenciamento da Informação: um recurso estratégico no processo de gestão empresarial**. São Paulo: Atlas, 2000.

BEUREN, Ilse Maria; MOURA, Verônica de Miglio. **Considerações sobre Demonstração do Fluxo de Caixa e sua Relação com a Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos**. Santa Catarina, UFSC, 2000. Tema Livre, 11 p.

BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Tarifas de Energia Elétrica: aspectos conceituais e metodológicos**. São Paulo: MM Editora, 1993.

BOISVERT, Hugues. **Contabilidade por Atividades: contabilidade de gestão: praticas avançadas**. São Paulo: Atlas, 1999.

BORENSTEIN, C. R.; SANTANA, E. A de; CAMARGO, C. Celso de B.; PINTO JUNIOR, H. Queiroz; CUNHA, Cristiano J. C. Almeida; e ARAUJO, João Lizardo R. de. **Regulação e Gestão Competitiva no Setor Elétrico Brasileiro. Rio Grande do Sul**: Editora Sagra Luzzatto, 1999.

BORENSTEIN, C. R.; CAMARGO, C. Celso de B. **O Setor Elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro**. Rio Grande do Sul: Sagra Luzzatto, 1997.

BORNIA, Antônio Cezar. **Análise Gerencial de Custos em Empresas Modernas**. Porto Alegre, Rio grande do Sul: Bookman, 2002

BOYER, Robert. **Teoria da Regulação: uma análise crítica**. São Paulo: Nobel, 1990.

BRAGA, Roberto. **Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira**. São Paulo: Atlas, 1989.

_____. Análise Avançada do Capital de Giro, **Caderno de Estudos FIPECAFI**. São Paulo, v. 3 (1): 1-34, set. 1991. Disponível em: <www.eac.fea.usp.br/cadernos/completos/cad03/analise.pdf> Acesso 15/05/2002.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Nota Técnica 097/2001-SRE/ANEEL**. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em 25 de março de 2002.

_____. Ministério das Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Nota Técnica 073/2001/SRE/ANEEL**, 2001

_____. Ministério das Minas e Energia. **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 2001.

_____. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. **Nova Tarifa de Energia Elétrica: metodologia e aplicação**. Brasília: 1985. 444 p.

_____. Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. Dispõe sobre as sociedades por ações. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, p. 000001, col. 1, de 17 de dez. 1976, Suplemento.

BRIGHAM, Eugene F.; GAPENSKI, Louis C.; EHRHARDT, Michael C. **Administração Financeira: teoria e prática**. São Paulo: Atlas, 2001.

CAMPOS FILHO, Ademar. **Demonstração dos Fluxos de Caixa: uma ferramenta indispensável para administrar sua empresa**. São Paulo: Atlas 1999.

CHEROBIM, Ana Paula Mussi; FAMÁ, Rubens. **Demonstração de Fluxo de Caixa e Disponibilidade de Recursos aos Acionistas: o caso das empresas de transportes aéreos da América Latina**. Curitiba: CEPPAD/UFPR e FEA/USP, 2000. Disponível em: <http://www.anpad.org.br/enanpad2000_trabser_ccg.html> Acesso em 15 jan 2002.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. **Relatório do Planejamento estratégico 2000 (Resolução nº 082, de 05 de outubro de 2000)**. Goiânia, 2000. 22 p.

_____. **Relatório de Informações Gerenciais**. Goiânia, dez-2000. 85 p.

_____. **Relatório de Administração do exercício de 2001**. Disponível em: <www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm>. Acesso em jun/2001.

COOPERS&LYBRAND. **Relatório consolidado etapa VII: projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro – RE-SEB (relatório principal)**. Brasília, v. II, dez. 1997.

COSTA, P.P. & SANTOS, A. dos. **Demonstração dos Fluxos de Caixa: uma reflexão sobre a prática adotada no reino unido**. Revista de Contabilidade do CRC-SP, São Paulo, n.6, ano II, nov. 1998.

DAMODARAN, Aswath. **Corporate Finance: theory and practice**. New York: John Wiley & Sons, 1997.

_____. **Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas para a determinação do valor de qualquer ativo**. Rio de Janeiro: Qualitymark Ed., 2001.

ELETROBRÁS. **Boletim de Tarifas**: Tarifa Média praticada ao conjunto de consumidores e nas transações entre as empresas. Rio de Janeiro:2000.

FERREIRA, Aurélio Buarque de Holanda. **Dicionário da Língua Portuguesa**. Rio de Janeiro: ed. Nova Fronteira, 1977.

FERGUSON, C. E. **Microeconomia**. Rio de Janeiro: Forense, 1990.

FINNERTY, John D. **Project Finance: Engenharia Financeira Baseada em Ativos**. Rio de Janeiro: Qualitymark ed. 1999.

FIPECAFI e ARTHUR ANDERSEN. **Normas e Práticas Contábeis no Brasil**. São Paulo: Atlas, 1994

FLEISCHER, Gerald A. **Teoria da Aplicação do Capital: um estudo das decisões de investimento**. São Paulo: editora da Universidade de São Paulo, 1973.

FREEMAN, R. e REED, David L. Stockholders and stakeholders: a new perspective on corporate governance. **California Management Review**, v. XXV, n. 3, Spring, 1983.

FRESATTI, Fábio. **Orçamento Empresarial: planejamento e controle gerencial**. São Paulo: Atlas, 1999.

GIL, Antônio Carlos. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. São Paulo: Atlas, 1991.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**. 7ª ed., São Paulo: HARBRA, 1997.

GOMES, Josir Simeone; SALAS Joan M. Amat. **Controle de Gestão: uma abordagem contextual e organizacional**. 2ª ed São Paulo: Atlas, 1999.

GREEN, Richard. Has Price Cap Regulation of U. K. Utilities Been a Success? In: **Public Policy for the Private Sector**, Washington, D.C. 20433, World Bank, note n. 132, nov. 1997. Disponível em:<<http://www.worldbank.org/html/fpd/nolist.html>>. Acesso em: 15 jan. 2002.

HARRINGTON, H. James. **Processo do Aperfeiçoamento**. Macron Books, Rio Grande do Sul: 1998, 266p.

HERSCOVICI, Alain. Os Fundamentos Macroeconômicos da Regulação de Mercado: uma análise a partir de Marx e Keynes, **Cadernos de Economia**, UFES, Programa de Pós-Graduação em Economia, maio de 1997.

HIRSCHFELD, Henrique. **Engenharia Econômica e Análise de Custos**. 7ª ed. São Paulo: Atlas, 2000.

HORNGREN, Charles T.; FOSTER, George & DATAR, Srikant M. **Contabilidade de Custos**., Rio de Janeiro: Editora LTC, 2000.

HUNT, E. K. **História do Pensamento econômico**. 7ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 1989.

IUDÍCIBUS, Sérgio de. **Análise de Balanços: análise da liquidez e do endividamento, análise do giro, rentabilidade e alavancagem financeira**. 7ª ed. São Paulo: Atlas, 1998.

IUDÍCIBUS, Sergio de; MARION, José Carlos. **Introdução à Teoria da contabilidade: para o nível de graduação**. São Paulo: Atlas, 1998.

IUDÍCIBUS, Sergio de. **Manual de contabilidade das Sociedades por Ações: aplicável também às demais sociedades**. FIFECABI, 5 ed. São Paulo: Atlas, 2000.

KASSAY, José R. et al. Retorno do Investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

KEYNES, John Maynard. A Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda. Tradução de Mário R. Da Cruz. São Paulo: Atlas, 1982.

KISTLER, Henri Eduard Stupakoff. A Estabilidade dos Betas. Artigo publicado no **Informe Técnico nº 1 de Performance & Risco**, 1993. Disponível em: <www.cvm.gov.br/port/public/public.asp> Acesso em 15 de jun. 2002.

MAGALHÃES, Carlos Augusto. Manual do controle Energético para Redução de

Custos. In: Mark IV, Rio de Janeiro, ELETROBRAS/PROCEL, 1995. Disponível em: <<http://www.eletrabras.gov.br/biblioteca.htm>>. Acesso em: 10 jan. 2002.

LAMEIRA, Valdir de Jesus. **A Estrutura de Capital das Sociedades Anônimas**. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 2001.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de Custos**. São Paulo: Atlas, 2001.

MODIGLIANI, Franco; MILLER, Merton. **The cost of capital, corporate finance and the theory of investment**. In: American Economic Review, Junho/1958.

_____. **Corporate income taxes and the cost of capital: a correction**. In: American Economic Review, Junho/1963.

MOTA, Paulo Roberto. **A ciência e a arte de ser dirigente**. 6 ed. Rio de Janeiro: Record, 1995. Cap. 4: Gerenciando o futuro: a conquista da visão estratégica, p. 78-109.

NOGUEIRA, José Ricardo e ROCHA, Paulo Glício da. Regulação de utilidades em um contexto de Economia de Redes: a importância do acesso não discriminatório de firmas e a experiência brasileira recente no setor de energia elétrica. **Paper apresentado no I Seminário sobre Regulação de Mercados, Salvador, agosto de 2000**, Departamento de Economia da Universidade Federal de Pernambuco Pernambuco. Disponível em: < <http://www.decon.ufpe.br/econ-net/artigos.htm> >. Acesso em: 25 jan. 2002.

O'SULLIVAN, Arthur; SHEFFRIN, Steven M. **Princípios de Economia**. Rio de Janeiro: LTC, 2000, 509 p.

PECHT, Waldomiro. Desestatização e a Questão Tarifária. São Paulo: IESP, 2001. 8 p., Nota Técnica. Disponível em: <http://www.fundap.sp.gov.br/info/notas_16.htm>. Acesso em: 18 jan. 2002.

PENNANCE, Sthephan H. **A Composition of Dividend, Cash Flow and Earnings Approachs to equity Valuation**. Californian: University of Californian, abr. 1996.

PEREIRA, Marialene. **As Demonstrações das Origens e Aplicações de Recursos (Doar) e do Fluxo de Caixa (DFC) e a estrutura de capital da agroindústria de Santa Catarina nos anos 90**. 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis. Disponível em: <<http://diomário@eps.ufsc.br> > Acesso em: 6 maio 2002.

PIRES, José Cláudio Linhares; PICCININI, Maurício Serrão. Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. **Textos para discussão**, BNDES, 1998. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/>> Acesso em: 8 jan. 2002.

PINSONEALT, A.; KRAEMER, K. C. Survey research methodology in management information's systems: air assustment **Journal of Management Information's Systems**, V. 10, nº 2, Autumn, p. 75-205.

PORTER, Michael. **Vantagem competitiva: criando e sustentando um desempenho superior**. 15ª ed. Rio de Janeiro: Campus, 1989.

POSSAS, Mário L.; PONDE, J. Luiz; FAGUNDES, Jorge. Regulação da Concorrência nos Setores de Infraestrutura no Brasil. **Textos para discussão**, IPEA/BNDES, 1997.

QUEIROZ, Antônio Diomário de. Controle de Gestão. **Apostila da Disciplina de controle de Gestão, Curso de Especialização – SENAI, UFSC**, 2002, iv, 82 p.

_____. **Integração dos sistemas de produção e finanças: demonstrativos e análises dos fluxos de fundos**. 1988. 153 p. Trabalho submetido à comissão examinadora do concurso público na carreira do magistério superior classe: professor titular. Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina, 1988. Disponível em: <<http://diomário@eps.ufsc.br>> Acesso em: 6 maio 2002.

_____. **Correção monetária do ativo imobilizado: sua aplicação nas empresas concessionárias dos serviços de energia elétrica**. Trabalho apresentado nos anais da V Reunião do Subcomitê de Gestão empresarial da Comissão de Integração Elétrica Regional – CIER – Cochabamba, Bolívia, 1974, p. BR 01-18.

RICHARDSON, R. J. **Pesquisa Social: métodos e técnicas**. 3 ed. São Paulo: Atlas, 1999.

ROSS, Stephen A., WESTERFIELD, Randorph W. e JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira: corporate finance**. São Paulo: Atlas, 1995.

SANTANA, Edvaldo Alves de. **Modelo de Avaliação de Investimento utilizando o**

Custo Marginal de Capital: uma aplicação no setor elétrico. 1987. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis.

SCHUMPETER, Joseph Alois. **Teoria do Desenvolvimento Econômico: uma investigação sobre lucros, capital, crédito, juros e o ciclo econômico.** São Paulo: Abril Cultural, 1982 (Os Economistas).

SILVA, Antonio Carlos Macedo. **Macroeconomia Sem Equilíbrio.** Petrópolis, Rio de Janeiro: Vozes, 1999.

SILVA, César Augusto Tiburcio, SANTOS, Jocineiro Oliveira dos, OGAWA, Jorge Sadayoshi. Fluxo de caixa e DOAR. **Caderno de Estudos FIPCAFI/FEA-USP.** São Paulo, nº 9, p. 37-66, p. 37-66, out./93.

SILVA, Edna Lúcia e MENEZES, Estera Muszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação.** Florianópolis: Laboratório de Ensino a Distância da UFSC, 2001. 121 p. Disponível em: < <http://www.led.ufsc.br> >. Acesso em: 17 jan. 2002.

SILVEIRA, Fabíola Lena Vieira. **Um Modelo para Planejamento Econômico e Financeiro de Empresas de Eletricidade Adequado ao Ambiente Competitivo.** 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, UFSC, Florianópolis.

STEWART, G. Bennett, III. **The Quest for Value.** New York: Harp Business, 1991.

TELES, Egberto Lucena. A Demonstração do Fluxo de Caixa como Forma de Enriquecimento das Demonstrações Contábeis Exigidas pela Lei. **Revista Brasileira de Contabilidade.** Brasília, v. 26, nº 105, pp. 64-71, julho/1977.

TOWNSEND, David N.; STERN, Peter A. Productivity and Price Cap Regulation: Theory and Practice. NTC Prates and Procedure. **Manual of National Telecommunications Commission,** Philippines, Appendix C, 9 nov. 2000. Disponível em: <<http://www.ntc.gov.ph/whatsnew-frame.html>> Acesso em: 15 jan. 2002.

VINHAIS, Ébia e SANTANA, Edvaldo A. de. A Indústria de Energia Elétrica: reestruturação, competição e contestabilidade. In: **III ENCONTRO DE ECONOMIA DA REGIÃO SUL, ANPEC Sul,** 9., 2000, Rio Grande do Sul, 2000. Disponível em: <http://www.ufrs.br/cpge/anpecsul/2000/propgra_preliminar.html>. Acesso em 15

jan.2002.

WESSELS, Walter. **Economia**. São Paulo: Saraiva, 1998.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

ALBUY, Yves. **Analises de Costos Marginales y Diseño de Tarifas en los Sectores de Eletricidad, Água y Alcantarillado**. Washington DC, BID, 1982.

ARAUJO, Braz; ARMANDO, José. **Desafios para a Reflexão do Setor Elétrico: políticas públicas e sociedade**. São Paulo: NAIPPE/USP, 1993. (NAIPPE/USP estudos: nº 2).

BRASIL, CÂMARA DOS DEPUTADOS – **Colapso Energético no Brasil e alternativas Futuras**. Brasília: Centro de documentação e Informação, 2000, Seminário realizado pela Comissão de Minas e Energia, 14 de jun 2000.

CAMPIGLIA, Américo Oswaldo e CAMPIGLIA, Oswaldo Roberto P. **Controles de Gestão: controladoria financeira das empresas**. São Paulo: Atlas, 1993.

COMITÊ DE GESTÃO EMPRESARIAL DA ELETROBRÁS. **Custos e Tarifas nas Empresas de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 1999.

LAURENCE, William Beaty. **Contabilidade de Custos, Custos, Análise de Custo, contabilidade**. São Paulo: Editora Ibrasa, 1975.

MAKELANINEN, Essa. Economic Value Added as a Management Tool. Artigo contendo 59 páginas, publicado em 09 de fevereiro. **Helsinki School of Economics**. Finland, ago. 2000. Disponível em: < <http://www.evanomics.com/>>. Acesso em: 10 set. 2000.

SCOTT, David F. Jr; «Evidence on The Importance of Financial Structure»; **Financial Management**; Summer, 1972; pp. 45–50.

THIES, Clifford F., KLOCK, Mark S. «**Determinants of Capital Structure**»; **Review of Financial Economics**; 2 Summer 1992; pp. 40–52.

TITMAN, Sheridan, WESSELS, Roberto; «The Determinants of Capital Structure Choice»; **The Journal of Finance**; Vol. 43; N°1; March 1988; pp. 1–19.

WILSON, Robert B. **Non-linear Pricing**. New York, Oxford University Press, 1993

ANEXO 1 : BALANÇOS PATRIMONIAIS DA CELG : 1997 – 2001

a) ATIVOS

	31/12/97		31/12/98		Var. (%)	31/12/99		Var. (%)	31/12/00		Var. (%)	31/12/01		Var. (%)
	Reais mil	Análise Vertical %	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal									
ATIVO CIRCULANTE	245.694	18,17	348.640	22,84	41,86	674.643	33,99	64,93	662.945	36,90	13,69	818.759	41,56	26,39
DISPONÍVEL	15.147	1,12	11.643	0,76	(23,13)	8.849	0,52	(24,00)	21.210	1,20	139,69	13.686	0,69	(36,95)
CONTAS RECEBER/CLIENTES	214.580	15,87	312.623	20,48	45,69	395.254	23,37	26,43	369.124	20,30	(9,14)	534.809	27,14	48,92
OUTROS CRÉDITOS	9.636	0,71	17.381	1,14	80,38	161.927	9,58	-	261.929	14,80	61,76	260.502	13,22	-
ESTOQUES	6.331	0,47	6.893	0,45	8,88	8.813	0,52	27,85	10.682	0,60	21,21	9.862	0,50	(7,68)
REALIZAÇÕES A LONGO PRAZO	132.595	9,81	130.701	8,56	(1,43)	68.303	4,04	(47,74)	67.971	3,84	(0,49)	103.386	5,25	52,10
CAPITAL CIRCULANTE	376.269	27,90	479.241	31,40	26,89	643.146	30,03	34,20	720.916	40,74	12,09	922.145	46,60	27,91
ATIVO PERMANENTE	973.796	72,02	1.047.000	68,60	7,52	1.047.920	61,97	0,09	1.048.484	59,26	0,05	1.048.253	53,20	(0,02)
INVESTIMENTOS	911	0,07	911	0,06	-	4.034	0,24	342,81	928	0,05	(77,00)	928	0,05	-
IMOBILIZAÇÕES	972.637	71,94	1.045.929	68,53	7,54	1.043.815	61,73	(0,20)	1.047.556	59,20	0,36	1.047.325	53,15	(0,02)
DIFERIDO	248	0,02	160	0,01	(35,48)	71	0,00	(55,63)	0	0,00	(100,00)	0	0,00	-
ATIVO TOTAL	1.352.085	100,00	1.526.241	100,00	12,88	1.691.066	100,00	10,80	1.769.400	100,00	4,63	1.970.398	100,00	11,36

b) PASSIVOS

	31/12/97		31/12/98		Var. (%)	31/12/1999		Var. (%)	31/12/00		Var. (%)	31/12/01		Var. (%)
	Reais mil	Análise Vertical %	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal
PASSIVO CIRCULANTE	297.502	22,00	436.112	28,57	46,59	525.311	31,06	20,45	564.656	31,91	7,49	913.992	46,39	61,87
FORNECEDORES	44.390	3,28	72.855	4,77	64,10	99.100	5,86	36,03	162.120	9,16	63,80	503.373	25,55	210,49
EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	45.417	3,36	38.150	2,50	(16,00)	65.719	3,89	72,26	72.677	4,11	10,59	87.862	4,46	30,89
OBRIGAÇÕES SOCIAIS/TRIBUTÁRIAS	152.265	11,26	226.001	14,81	48,43	262.828	15,54	16,30	174.058	9,84	(33,77)	107.797	5,47	(38,07)
OUTRAS CONTAS A PAGAR	55.422	4,10	99.106	6,49	78,82	97.656	5,77	(1,46)	155.801	8,81	59,54	214.960	10,91	37,97
EXIGIBILIDADES A LONGO PRAZO	954.385	70,58	1.058.306	69,33	10,89	703.648	41,61	(33,51)	858.582	48,52	22,02	899.009	45,63	4,71
EXIGÍVEL TOTAL	1.251.887	92,58	1.494.418	97,90	19,37	1.228.959	72,67	(17,76)	1.423.238	80,44	15,81	1.813.001	92,01	27,39
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	100.353	7,42	32.004	2,10	(60,11)	462.107	27,33	1.343,90	346.162	19,56	(25,09)	157.397	7,89	(54,53)
CAPITAL SOCIAL	143.059	10,58	202.010	13,23	41,21	202.010	11,95	-	710.606	40,17	251,87	710.606	36,07	-
RESERVAS DIVERSAS	(42.706)	(3,16)	(170.006)	(11,14)	298,08	260.097	15,38	(252,99)	(364.644)	(20,61)	(240,20)	(553.409)	(28,08)	51,77
PASSIVO TOTAL	1.352.240	100,00	1.526.422	100,00	12,88	1.691.066	100,00	10,79	1.769.800	100,00	4,63	1.970.398	100,00	11,36

ANEXO 2 : DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS – DRE DA CELG: 1997 –2001

	31/12/97		31/12/98		Var. (%)	31/12/99		Var. (%)	31/12/00		Var. (%)	31/12/01		Var. (%)
	Reais mil	Análise Vertical %	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal	Reais mil	Análise Vertical %	Análise Horizontal
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	686.408	137,54	767.796	136,83	10,26	686.766	140,70	16,67	1.048.211	139,68	17,02	1.319.086	130,65	25,84
IMPOSTOS/DEDUÇÕES	(190.070)	(37,54)	(206.666)	(36,83)	8,73	(259.120)	(40,70)	25,38	(292.358)	(38,68)	12,83	(309.457)	(30,65)	5,85
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	506.338	100,00	561.131	100,00	10,82	636.635	100,00	13,46	755.853	100,00	16,73	1.009.629	100,00	33,57
CUSTOS DE BENS E/OU SERVIÇOS VENDIDOS	(304.480)	(60,13)	(433.251)	(77,21)	42,29	(521.013)	(81,84)	20,26	(604.407)	(79,96)	16,01	(624.589)	(61,67)	36,43
RESULTADO BRUTO	201.858	39,87	127.880	22,79	(36,65)	115.622	18,16	(9,59)	151.446	20,04	30,98	185.040	18,33	22,18
DESPESAS/RECEITAS OPERACIONAIS	(186.512)	(36,84)	(246.215)	(43,70)	31,47	(223.695)	(35,14)	(9,78)	(218.164)	(28,86)	(2,47)	(306.373)	(30,35)	40,43
DESP. GERAIS E ADMINISTRATIVAS	(58.525)	(11,56)	(109.154)	(19,45)	86,51	(70.647)	(11,10)	(35,28)	(155.998)	(20,64)	120,81	(107.474)	(10,64)	(31,11)
OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS	(16.077)	(3,18)	(17.030)	(3,03)	5,93	(22.791)	(3,58)	33,83	(48.659)	(6,42)	113,06	(60.264)	(5,97)	24,10
TOTAL DEPRECIAÇÃO/AMORTIZAÇÃO	32.123	6,34	36.716	6,36	11,18	51.147	8,03	43,21	53.851	7,12	5,29	58.689	5,81	8,98
DEPRECIAÇÃO/AMORTIZAÇÃO	31.391	6,20	35.174	6,27	12,05	47.631	7,48	35,42	51.611	6,83	8,36	56.264	5,57	9,02
DEPRECIAÇÃO/AMORTIZAÇÃO - ADM. CENTRAL	732	0,14	541	0,10	(26,09)	3.516	0,55	549,91	2.340	0,30	(36,29)	2.425	0,24	8,26
RESULTADO DO SERVIÇO	127.296	25,13	1.696	0,30	(98,67)	22.184	3,48	1.208,02	(53.111)	(7,03)	(339,41)	17.302	1,71	132,68
DESPESAS FINANCEIRAS	(130.835)	(25,84)	(130.104)	(23,19)	(0,56)	80.390	12,63	(161,79)	(149.876)	(19,83)	(286,44)	(171.758)	(17,01)	14,60
RECEITAS FINANCEIRAS	18.925	3,74	11.073	1,97	(41,49)	(210.647)	(33,09)	(2.002,35)	136.269	18,03	(164,69)	33.123	3,28	(75,69)
RESULTADO FINANCEIRO	(111.910)	(22,10)	(119.031)	(21,21)	6,36	(130.257)	(20,46)	9,43	(13.607)	(1,80)	(89,56)	(138.635)	(13,73)	918,85
RESULTADO OPERACIONAL	15.346	3,03	(117.335)	(20,91)	(854,60)	(108.073)	(16,98)	(7,89)	(66.718)	(8,83)	(38,27)	(121.333)	(12,02)	(81,86)
DESPESAS NÃO OPERACIONAIS	(7.529)	(1,49)	(1.179)	(0,21)	(64,34)	(2.752)	(0,43)	133,42	(1.023)	(0,14)	(62,83)	(1.012)	(0,10)	(1,08)
RECEITAS NÃO OPERACIONAIS	3.469	0,69	2.662	0,46	(26,15)	2.344	0,37	(8,51)	2.168	0,29	(7,94)	1.217	0,12	(43,61)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	(4.060)	(0,80)	1.383	0,25	(134,06)	(408)	(0,06)	(129,50)	1.136	0,15	(97,19)	205	0,02	(81,94)
RESULTADO ANTES DO IMP. RENDA	11.286	2,23	(115.952)	(20,66)	(1.127,40)	(108.481)	(17,04)	(6,44)	(65.583)	(8,68)	(39,54)	(121.128)	(12,00)	84,69
PROVISÃO PARA IR E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(1.843)	(0,36)	-	-	(100,00)	19.080	3,00	-	-	-	(100,00)	(19.080)	(1,89)	-
IR DIFERIDO OU A COMPENSAR	-	-	-	-	-	48.567	7,63	-	-	-	-	(48.567)	(4,81)	-
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	9.443	1,86	(115.952)	(20,66)	(1.327,91)	(40.844)	(6,42)	(64,78)	(65.933)	(8,68)	60,57	(188.765)	(18,70)	(187,83)
PREJUÍZO POR LOTE DE MILAÇÕES	(6,53)	(0,00)	(34,22)	(0,01)	424,04	(12,05)	(0,00)	(64,75)	(1,97)	(0,00)	(63,67)	(5,68)	(0,00)	(188,32)
EBTDA (Geração de Caixa)	158.647	31,33	36.870	6,57	(76,76)	69.815	10,97	89,36	(1.500)	(0,20)	(102,15)	73.566	7,29	(5.004,40)

3: VARIAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DA CELG (1997-2001)

(EM MILHARES REAIS)

CONTAS	31/12/1997	31/12/1998	31/12/1999	31/12/2000	31/12/2001
ORIGENS					
Varição no Exigível a Longo Prazo	123.172	103.921	-354.658	154.934	40.207
Varição no Patrimônio Líquido	70.391	-68.349	430.103	-115.943	-188.765
APLICAÇÕES					
Varição no Realizável a Longo Prazo	-5.248	-1894	-62.398	-332	35.415
Varição nos investimentos	0	0	3.123	-3.106	0
Varição nas Imobilizações	50.522	73.292	-2.114	3.741	-231
Varição nos Diferimentos	-89	-88	-89	-71	0
TOTAL DAS ORIGENS	193.563	35.572	75.445	38.989	-148.338
TOTAL DAS APLICAÇÕES	44.295	71.310	-6.1.478	232	35.184
Var. no Capital Circulante Líquido	150.556	-35.764	137.104	38.757	-183.522
Var. no Capital de Giro Próprio	-	-141.553	429.183	-116.509	-188.534

Fonte: Relatórios de Administração da CELG (1997-2001). www.celg.com.br

ANEXO 4: BALANÇO PATRIMONIAL DA CELG EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001

(EM MILHARES DE REAIS)

ATIVO		PASSIVO	
CIRCULANTE	818.759	CIRCULANTE	913.992
Disponibilidades	13.586	Fornecedores	503.373
Aplicações no mercado aberto		Folha de pagamento	6.353
Consumidores	530.620	Encargos de dívidas	8.967
Rendas a receber		Tributos e contribuições sociais	62.688
Devedores diversos	9.062	Empréstimos e financiamentos	87.862
Serviços em curso	18.209	Obrigações estimadas	10.250
Depósitos vinculados		Entidade Previdência Privada	
Estado de Goiás	238.218	Encargos do consumidor a recolher	122.627
Outros créditos	10.946	Provisão para contingências trabalhistas	644
Provisão devedores duvidosos	(12.714)	Provisão para contingências fiscais cíveis	44.465
Estoque	9.862	Outras provisões	
Despesas pagas antecipadamente	970	Estado de Goiás - Assunção de dívidas	
		Credores diversos	29.067
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO	103.386	Outros	37.696
Contas a receber		EXIGÍVEL A LONGO PRAZO	899.009
Consumidores - Fornec. - Recomp. Tarifária	64.750	Fornecedores	55.825
Programa Emerg. Redução Cons. E. Elétrica	28.871	Programa Emerg. Red. Cons. E. Elétrica	21.012
Despesas pagas antecipadamente	9.418	Empréstimos e financiamentos	390.801
Imposto de renda diferido		Estado de Goiás - Assunção dea dívidas	
Outros	347	Tributos e contribuições sociais	100.372
PERMANENTE	1.048.253	Imposto de renda diferido	
Investimento	928	Créditos Tributários	
Imobilizado	1.047.325	Provisão para contingências IR	
Diferido		Outras Provisões	
		Outros	878
		Obrigações vinculadas à concessão	330.121
		PATRIMÔNIO LÍQUIDO	157.397
		Capital realizado	710.806
		Reservas de capital	11.975
		Recursos des. a aumento de capital	4.517
		Prejuízos acumulados	569.901
TOTAL DO ATIVO	1.970.398	TOTAL DO PASSIVO	1.970.398

Fonte: Relatório da Administração da CELG (2001). www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm

**ANEXO 5: DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DA CELG EM 31 DE
DEZEMBRO DE 2001**

(EM MILHARES DE REAIS)

RECEITA OPERACIONAL	1.319.086
Fornecimento de energia elétrica	1.145.439
Suprimento de energia elétrica	113.355
Uso da Rede de Transmissão	14.058
Outras receitas	46.234
(-) DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL	309.457
Impostos e contribuições sobre a receita	294.251
ICMS	244.025
PIS	8.862
COFINS	40.917
ISS	447
Quota para Reserva Global de Reversão	15.206
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.009.629
DESPESAS OPERACIONAIS	992.327
Pessoal	133.554
Material	22.309
Quota para conta de consumo de combustível	56.492
Serviços de terceiros	104.350
Comp. Financeira utilização. recursos hídricos	76
Energia elétrica comprada para revenda	534.777
Depreciação e amortização	58.689
Encargos de uso da rede elétrica	49.846
Provisão para contingências	45.109
Outras provisões	12.714
Reversão de provisões	(53.418)
Outras despesas	27.829
RESULTADO DO SERVIÇO	17.302
RECEITAS FINANCEIRAS	33.123
Rendas de aplicações financeiras	727
Variação Monetária e Acréscimos Moratórios-Energia Vendida	12.776
Variações Monetárias	5.070
Outras	14.550
DESPESAS FINANCEIRAS	(171.758)
Encargos da dívida	(46.404)
Variação Monetária e Acréscimos Moratórios-Energia Comprada.	(53.215)
Variações Monetárias	(31.880)
Outras	(40.259)
RESULTADO FINANCEIRO	(138.635)
RESULTADO OPERACIONAL	(121.333)
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	205
RECEITA NÃO OPERACIONAL	1.217
DESPESA NÃO OPERACIONAL	(1.012)
ITEM EXTRAORDINÁRIO	
RESULTADO ANTES C.S. e I. R.	(121.128)
Contribuição Social	(19.080)
Imposto de Renda a Compensar	(48.557)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	(188.765)
Lucro (prejuízo) por lote de mil ações	(5,68)

Fonte: Relatório da Administração da CELG (2001).site www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm

ANEXO 6: DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DA CELG (EM DEZEMBRO DE 2001)

(EM MILHARES DE REAIS)

ORIGENS DOS RECURSOS	
De Terceiros	
Financiamentos Obtidos	-
Transferência do Circulante p/Exigível a Longo Prazo	59.407
Contribuição do Consumidor	29.772
Baixa do Ativo Imobilizado e Investimento	1.426
Aumento do Exigível a Longo Prazo	31.253
Outros	807
Total das Origens	122.665
APLICAÇÕES	
Das operações	
Prejuízo Líquido do Exercício	188.765
Despesas que não afetam o Capital Circulante Líquido:	
Depreciação e Amortização	(58.689)
Variações Monetárias dos Passivos de Longo Prazo	(49.350)
Sub-total	80.726
No Realizável a Longo Prazo	35.416
No Investimento	-
Nas Aquisições de Imobilizado	59.888
Em Exigível a Longo Prazo Transferido para Circulante	130.157
Em Redução do Exigível a Longo Prazo	-
Total das Aplicações	306.187
REDUÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE	(183.522)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	
Ativo circulante	
No Início do Exercício	652.945
No Fim do Exercício	818.759
Sub-total	165.814
Passivo circulante	
No Início do Exercício	564.656
No Fim do Exercício	913.992
Sub-total	349.336
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	(183.522)

Fonte: Relatório de Administração da CELG, 2001. www.celg.com.br/Info/Financeiro/DemCont/Default.htm. Acesso em 10 jun. 2002.

ANEXO 8: Correção monetária do Imobilizado em Serviço (1997-2001)

ATIVIDADES	VALORES HISTÓRICOS EM R\$ MIL				
	1997	1998	1999	2000	2001
GERAÇÃO	34.190	34.073	34.070	34.009	33.175
TRANSMISSÃO	84.520	128.880	156.777	159.684	165.801
DISTRIBUIÇÃO	872.372	852.353	955.266	1.067.447	1.123.197
ADMINISTRAÇÃO	18.521	19.101	23.697	28.964	30.326
	1.009.603	1.034.407	1.169.809	1.290.104	1.352.499
DEPRECIACÃO	(273.242)	(291.984)	(340.733)	(406.359)	(468.124)
CONTRIB. CONS.	(226.470)	(283.700)	(174.257)	(187.867)	(198.669)
ATIVO REVERSÍVEL	509.891	458.723	654.820	695.878	685.705

ATIVIDADES	VALORES ATUALIZADOS				
	1997	1998	1999	2000	2001
GERAÇÃO	40192	40794	48988	49030	49097
TRANSMISSÃO	156934	207121	274352	277522	283915
DISTRIBUIÇÃO	931807	955831	1225152	1338558	1395662
ADMINISTRAÇÃO	35517	37624	48882	54197	55613
	1164450	1241370	1597374	1719306	1784288
DEPRECIACÃO	-313368	-354073	-479935	-546064	-608407
CONTRIB. CONS.	-258413	-327287	-327287	-341219	-352366
ATIVO REVERSÍVEL	592669	560010	790152	832023	823515

Fonte: adaptada dos Demonstrativos Financeiros (1997/2001)