


ALEX SANDRO FEIL



**CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO EM  
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EM  
AMBIENTES COMPETITIVOS**

Dissertação apresentada como requisito parcial  
à obtenção do grau de Mestre. Curso de Pós-  
Graduação em Engenharia Hidráulica, Setor de  
Ciências Exatas, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

CURITIBA  
1999

ALEX SANDRO FEIL

**CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO EM  
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EM  
AMBIENTES COMPETITIVOS**

Dissertação apresentada como requisito parcial  
à obtenção do grau de Mestre. Curso de Pós-  
Graduação em Engenharia Hidráulica, Setor de  
Ciências Exatas, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Fabio Ramos

CURITIBA

1999

ALEX SANDRO FEIL

**CRITÉRIOS PARA TOMADA DE DECISÃO EM  
INVESTIMENTOS DE GERAÇÃO EM AMBIENTES  
COMPETITIVOS**

Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Hidráulica do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela Comissão formada pelos professores:

ORIENTADOR:

FABIO RAMOS  
Universidade Federal do Paraná

MIRIAM RITA MORO MINE  
Universidade Federal do Paraná

LUIZ ALBERTO BLANCHET  
Pontifícia Universidade Católica do Paraná

Curitiba, 15 de dezembro de 1999.

*Nenhum grande feito, público ou privado, já foi empreendido na  
alegria da certeza.*

Hal Lancaster



## **AGRADECIMENTOS**

À toda minha família, pela paciência e apoio, em especial aos meus Pais.

Ao mentor Fabio Ramos, por controlar o tamanho da chama.

Ao amigo Fernando Camargo Umbria, por pular junto na fogueira.

Ao irmão André Valter Feil, que colaborou sobremaneira para a concretização deste trabalho.

Aos colegas de trabalho da RHE, da Logos Energia, da Tradener e da Blanchet Advogados Associados, pelo apoio e colaboração.

A todos que, de alguma forma, colaboraram para a finalização deste trabalho.

À Makelim, com amor.

# SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS	IX
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XI
RESUMO	XIII
ABSTRACT	XIV
1. INTRODUÇÃO	1
2. MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO	4
2.1. Conceitos	4
2.2. Situação Mundial	6
2.3. O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro	9
3. A QUESTÃO DA DECISÃO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO	31
3.1. Comentários Gerais	31
3.2. O planejamento da geração e as mudanças recentes	32
3.3. Atributos a serem considerados	35
3.3.1. Retorno do Investimento	37
3.3.2. Adequação às estratégias e políticas da empresa e/ou acionista majoritário	39
3.3.3. Minimização dos Danos ao Meio Ambiente	40
3.3.4. Melhora de Eficiência Energética da Empresa	45
3.3.5. Adequação ao Modelo Institucional e Competitividade no Mercado	46
3.3.6. Qualidade dos Parceiros	49
4. O FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO COMO FERRAMENTA BÁSICA	52
4.1. Notas introdutórias	52
4.2. Componentes do fluxo de caixa	52
4.2.1. O capital para a realização da obra	52
4.2.2. Os custos	58
4.2.3. Os benefícios	62
4.2.4. Regras de operação e critérios de racionamento	64
4.3. O modelo do fluxo de caixa	64
4.3.1. Generalidades	64
4.3.2. O Uso da Planilha de Cálculo Excel	65
4.3.3. Exemplo de aplicação	66
5. PROPOSTA DE QUANTIFICAÇÃO/QUALIFICAÇÃO DOS ATRIBUTOS CONSIDERADOS	74
5.1. Retorno do Investimento	75
5.2. Adequação às estratégias e políticas da empresa e/ou acionista majoritário	76
5.3. Minimização dos danos ao meio ambiente	77
5.4. Melhora de eficiência energética da empresa	79
5.5. Adequação ao modelo institucional e competitividade no mercado	83

5.6. Confiabilidade dos parceiros	84
6. A HIERARQUIZAÇÃO	85
6.1. O Modelo Utilizado	86
6.2. Resultados	89
7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	92
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98

## LISTA DE TABELAS

1	PROTEÇÃO DO MEIO AMBIENTE E OBJETIVOS EMPRESARIAIS _____	43
2	POSICIONAMENTO DA EMPRESA EM RELAÇÃO A QUESTÃO AMBIENTAL _____	44
3	POSSÍVEIS FONTES DE FINANCIAMENTO PARA OBRAS DO SETOR ELÉTRICO _____	56
4	CUSTOS DE ADMINISTRAÇÃO, OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE SEGREDO E FOZ DO AREIA _____	60
5	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTO 1) _____	75
6	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTOS 1 E 2) _____	76
7	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTOS 1, 2 E 3) _____	79
8	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTOS 1 ATÉ 4) _____	82
9	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTOS 1 ATÉ 5) _____	83
10	ESQUEMA PROJETO X ATRIBUTOS (ATRIBUTOS 1 ATÉ 6) _____	84
11	RELAÇÃO PROJETO X ATRIBUTOS _____	89
12	AVALIAÇÃO DE SUBCRITÉRIOS _____	90
13	AVALIAÇÃO DE ATRIBUTOS _____	90
14	HIERARQUIA DE PROJETOS _____	91

## LISTA DE FIGURAS

1	USINA DE MARMELOS-0, INAUGURADA EM 05/09/1889	9
2	ESTRUTURA DE COORDENAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO ATÉ RECENTEMENTE	21
3	ESTRUTURA DE COORDENAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	27
4	EXEMPLO DE FLUXO DE CAIXA RELATIVO AO CAPITAL PRÓPRIO	54
5	VISUALIZAÇÃO GRÁFICA DA DIFERENÇA NO FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO E DAS PARCERIAS, QUANDO DO APORTE DE CAPITAL	55
6	ESQUEMA POSSÍVEL DE SER UTILIZADO PARA AVALIAÇÃO DE CUSTOS DURANTE A CONSTRUÇÃO	59
7	TELA INICIAL DO MODELO	66
8	TABELA REFERENTE AOS ENCARGOS	67
9	FLUXOS DE RECEITA E O&M	69
10	DADOS GERAIS DO FINANCIAMENTO	69
11	CÁLCULO DO FINANCIAMENTO	70
12	FLUXO DE CAIXA DO EXEMPLO	71
13	PLANILHA DE RESULTADOS	72
14	GRÁFICO DO FLUXO DE CAIXA	73
15	TABELA RELACIONANDO PROJETOS COM A RESPECTIVA AVALIAÇÃO DE SEUS CRITÉRIOS	74

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMFORP	- American Foreign Power Company
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
BL	- Benefício Líquido
BNDE	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAEEB	- Companhia Auxiliar das Empresas Elétricas Brasileiras
CCC	- Conta de Consumo de Combustíveis
CHESF	- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CL	- Custo Líquido
CNAEE	- Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
CEPEL	- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
COMASE	- Comitê Coordenador das Atividades de Meio Ambiente do Setor Elétrico
DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM	- Departamento Nacional da Produção Mineral
EBASCO	- Electric Bond and Share Company
EIA	- Energy Information Administration
FFE	- Fundo Federal de Eletrificação
GBM	- Usina Governador Bento Munhoz da Rocha – Foz do Areia
GCOI	- Grupo Coordenador da Operação Interligada
GCPS	- Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
IBC	- Índice Benefício/Custo
ID	- Investimento Depreciado
IUEE	- Imposto Único sobre Energia Elétrica
MADM	- Multiple Attribute Decision Making
MAE	- Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCT	- Ministério da Ciência e Tecnologia
MF	- Ministério da Fazenda
MICT	- Ministério da Indústria, Comércio e Transporte
MMA	- Ministério do Meio Ambiente
MME	- Ministério de Minas e Energia
MPO	- Ministério do Planejamento e Orçamento

MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
MW	- Megawatt
ONS	- Operador Nacional dos Sistemas Elétricos
O&M	- Operação e Manutenção
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
P&D	- Pesquisa e Desenvolvimento
PIB	- Produto Interno Bruto
PIEE	- Produtos Independente de Energia Elétrica
PIS/COFINS	- Programa de Integração Social/Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
PPA	- Power Purchase Agreement – Contrato de Compra e Venda de Energia
RA	- Receita Anual
RGR	- Reserva Global de Reversão
SAC	- Sistema de Amortização Constante
SAE	- Secretaria de Acompanhamento Econômico
SEN	- Secretaria de Energia
SINTREL	- Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
TC	- Tribunal de Contas
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TRD	- Tempo de Recuperação Descontado
UHS	- Usina Hidrelétrica de Segredo
US\$	- Dólares americanos
US\$/MWh	- Dólares por Megawatt-hora
VPL	- Valor Presente Líquido
VPLA	- Valor Presente Líquido Anualizado
W/hab	- Watt por habitante



## RESUMO

O presente trabalho tem o objetivo de iniciar a discussão acerca do uso de metodologias de análise multi-critério para a tomada de decisões em investimentos de geração de energia elétrica. A história comprova que os tempos atuais são mais um período de transição dentro do setor elétrico brasileiro, sendo que, desta vez, a transição se dá do contexto público estatal para o privado. Como os investimentos passaram a ser apenas indicados pelo órgão de planejamento, e não mais obrigatórios por parte das empresas, estas precisam estudar mais a fundo a viabilidade ou não destes empreendimentos. Muitos atributos de projetos de geração de energia elétrica afloram neste contexto, alguns deles quantificáveis monetariamente ou fisicamente, outros apenas qualificáveis. De qualquer forma, uma vez definidos, o conjunto de atributos de um empreendimento pode ser facilmente inserido em modelos de análise multi-critério, o que possibilita a hierarquização e maior facilidade na tomada de decisões. Desta forma, foram abordados alguns atributos considerados importantes para a tomada de decisões acerca de investimentos em empreendimentos de geração de energia elétrica, tais como o retorno do investimento, danos ao meio ambiente, etc., sugeridas formas de quantificação e/ou qualificação dos mesmos e utilizada uma forma de hierarquização para cinco projetos hipotéticos, considerando-se tais atributos. Especial importância foi dada ao modelo de análise de fluxo de caixa, especialmente produzido para este trabalho. Os resultados, além de mostrarem a viabilidade da utilização dos modelos de análise de múltiplos critérios para o tema, mostram a necessidade de muitos estudos complementares, especialmente pela contínua mudança das regras do setor elétrico brasileiro.

## ABSTRACT

The objective of this work is to begin the discussion about the use of multi-criteria analysis methods for decision-making in electric energy investments. History sustains that present time is one more of the transition periods for the Brazilian electric sector, but, this time, the transition is from the state to private context. Since the investments began to be only indicated by the central planning office, and no longer obligatory for the companies, this companies need a deeper study of the feasibility of the projects. Many attributes of the generation projects arise in this context, some of which we can quantify in money or physically, but some we can only qualify. Anyway, once defined, the attribute group from a project can be easily inserted in multi-criteria analysis models, and that makes possible the ranking of the projects and easier the decision-making. Therefore, some attributes considered important in the decision-making process on electric power generation investments were selected, such as return of the investment, environmental damage, etc., ways to quantify and/or qualify them were suggested and a form of ranking, for five hypothetical projects was used, considering those attributes. Special importance was given to the cash-flow analysis model, which was especially developed for this work. The results show, besides the feasibility of the use of multi-criteria analysis models for this purpose, the necessity of many complementary studies, especially because of the continuous changes in rules of the Brazilian electric system.

## 1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro está mudando, assim como a maneira de se tratar com energia elétrica na maioria dos países.

Espera-se, para breve, uma fase de alta competição na comercialização de energia, principalmente com o advento dos agentes de comercialização e da liberdade de venda de energia pelos produtores independentes, aqueles que buscam comercializar a totalidade da energia produzida em seus aproveitamentos, e autoprodutores, aqueles que produzem energia elétrica para seu consumo próprio, mas podem possuir excedentes comercializáveis de produção em determinados períodos.

Diante desta nova realidade, torna-se de grande relevância o estudo pormenorizado de novos instrumentos para tomadas de decisões nas empresas de energia elétrica. A evidência desta novidade nas ferramentas é baseada em uma completa mudança de paradigma das empresas do setor - com as mudanças correntes e previstas, as empresas terão de aprofundar-se em técnicas econômicas e comerciais mais refinadas, mudar os seus conceitos de mercado e retorno de investimento e, principalmente, adotar estratégias individuais de comportamento frente aos consumidores, concorrentes e órgãos institucionais.

Como resultado de todo este processo de mudanças, emerge uma grande quantidade de dúvidas, entre as quais: Como decidir entre as várias possibilidades de negócio em geração? Quais são os atributos que devem ser considerados? Quais são suas medidas e seus respectivos pesos na tomada das decisões? Quais são os resultados decorrentes de uma determinada decisão?

Estas questões são o fundamento básico da dissertação aqui apresentada. Buscar-se-á a análise dos atributos que condicionam a expansão da geração, em todos os segmentos de produção, propondo métodos para sua valoração, inserindo-os em um modelo de análise de múltiplos atributos e buscando resultados de hierarquização de oportunidades de investimento.

A definição dos atributos e a sua utilização para fundamentar a tomada de decisões de investimento visa evitar que o decisor, ao selecionar projetos em bases rudimentares e/ou falsas, inicie empreendimentos fadados ao insucesso.

Exemplos destes atributos são o retorno do investimento, normalmente fundamentado em estudos econômico-financeiros do fluxo de caixa, a adequação à legislação e às normas ambientais e a avaliação da qualidade dos parceiros e/ou sócios nos empreendimentos.

Entende-se que o instinto do decisor experiente utiliza-se de uma metodologia de análise de múltiplos critérios para selecionar, além dos projetos mais lucrativos, aqueles que obedecem a determinadas características consideradas importantes pelo seu senso crítico. Possibilitar o uso sistêmico de uma metodologia similar é a motivação deste trabalho.

Para entender a nova realidade emergente, considera-se também de grande relevância o estudo do modelo institucional do setor elétrico nacional. Este estudo passa pelo conhecimento histórico do setor, pelo cenário atual e pelo acompanhamento das mudanças que estão acontecendo a nível mundial.

Para tanto, nas páginas adiante, iniciam-se os trabalhos pela procura em adentrar em cada um destes itens, abordando-os na forma mais clara e simplificada possível.

## 2. MODELO INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO

### 2.1. CONCEITOS

A complexidade do tema em questão torna necessária uma elaboração conceitual acerca do termo “modelo institucional”.

Utilizando-se das definições apontadas por GREINER (1994)<sup>1</sup>, tem-se:

“**Modelo** é a concepção e a representação, nos seus aspectos básicos, do funcionamento de um processo ou organização, formalizado através das regras que os governam. Como tal, é sempre uma simplificação, vale dizer que nunca se chega a representar de forma precisa e completa, o ente ou processo real. No caso da organização do setor elétrico, é necessário defini-lo através de vários sub-modelos, coerentes e consistentes entre si, principalmente o funcional, o econômico-tarifário, o organizacional e o jurídico-legal.

**Instituição** é o conjunto de padrões de comportamento, práticas e processos que se mantêm estáveis, válidos e constantes, em um determinado grupo social, sendo reconhecidos, aceitos e apoiados pela sociedade.”

Unindo-se estes conceitos, podemos utilizar a seguinte definição para modelo institucional do setor elétrico:

---

<sup>1</sup> GREINER, Peter. **Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo. 1994. Tese (Doutorado em Administração Contábil e Financeira) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, pág. 354.

*“É a representação do conjunto de regras e comportamentos que regem os agentes executores, regulamentadores, fiscalizadores, planejadores e operadores do setor elétrico.”*

Estas regras podem ser legais ou podem também externar a cultura do setor, como, por exemplo, a preservação do sistema interligado.

Nesse sentido, os principais aspectos abordados quando se trata de modelos institucionais do setor elétrico devem ser os seguintes:

- forma de prestação do serviço: livre ou por concessão;
- órgão outorgante da concessão;
- forma de acesso à concessão;
- regime de mercado: monopólio ou competitivo;
- natureza do capital: estatal, privado, nacional, internacional;
- tarifas e preços;
- órgãos regulamentadores e fiscalizadores: identidade, atribuições e regras de ação;
- organismos de planejamento e operação dos sistemas elétricos;
- alocação e ônus e bônus;
- regras de transição (se for o caso).

## 2.2. SITUAÇÃO MUNDIAL

A privatização da energia em geral é parte de uma recente tendência mundial que deposita grandes esperanças nas leis de mercado e menor dependência do governo no tocante à alocação de investimentos.

Ela representa uma reversão ao processo de nacionalização iniciado no começo do século e que teve seu auge nas décadas de 30 e 40, principalmente na Europa. Este ciclo de nacionalização é o mesmo que teve efeito considerável no Brasil após a II Guerra Mundial.

Porém, no fim da década de 70, os segmentos nacionalizados das indústrias começaram a perder terreno, principalmente pela percepção de ineficiência e de inchaço que causavam para a sociedade em geral. Outro grande impulso para a privatização de setores antes estatizados foi o colapso do comunismo.

“Historicamente, o setor de energia elétrica da maioria dos países tem se caracterizado pela presença de empresas de energia pertencentes ao Estado. Geralmente, estas empresas foram usadas para promover os objetivos de políticas sociais dos governos e foram sujeitas ao envolvimento do governo na operação diária, administrações e métodos contábeis ruins, grandes subsídios governamentais, falta de planejamento de longo termo e faltas de capital. Soma-se ainda, a falta de coordenação entre os vários setores relacionados com energia, i. e., energia elétrica, carvão, óleo, gás, transportes, meio ambiente, contribuiu para o desenvolvimento dos recursos de maneira inferior à ótima.

Em resposta a estas condições, muitos países começaram - e estão continuando - grandes reformas estruturais em seus setores de energia elétrica, de modo a garantir um



progresso econômico e social contínuo. Estas reformas são caracterizadas pela desmonopolização e privatização, e são projetadas para atrair investimentos privados, aumentar a eficiência, melhorar a qualidade dos sistemas e diversificar a tecnologia, suportar o desenvolvimento e eletrificação rural e melhorar a performance ambiental. O sucesso dessas reformas dependerá em muito em aumento de cooperação regional entre os governos, organizações financeiras privadas e multilaterais, organizações não-governamentais e no setor privado.<sup>2</sup>

A energia elétrica está sendo considerada como a fonte de maior crescimento para fornecimento de energia para uso final em todo o planeta, nas próximas duas décadas. Para satisfazer as projeções mundiais de energia, é estimado que deve ser gasto mais de um trilhão de dólares durante os próximos 10 anos.<sup>3</sup>

Para atender esta demanda, os setores elétricos estão passando por transições amplas e profundas, com o intuito de introduzir a competição e os benefícios dela decorrentes. As etapas básicas que se verificam nos vários processos de reestruturação dos setores elétricos são os seguintes:<sup>3</sup>

- Desverticalização (separação da indústria em segmentos de geração - transmissão - distribuição - comercialização);
- Introdução de regras indutivas da competição no varejo.

---

<sup>2</sup> <http://www.eia.doe.gov/summit/proceed/electric.html>

<sup>3</sup> GREINER, P; SILVA, D. B. da, "II Conferência mundial sobre reestruturação e regulamentação de mercados de energia elétrica - Comércio internacional de eletricidade sob competição - Relato da conferência pelos participantes brasileiros". Västerås, Suécia, 3-5 de fevereiro de 1997.

Uma das maiores dificuldades dos governos que buscam as reformas com base no mercado é primeiramente aceitar e depois explicar para o público a diferença entre as respectivas responsabilidades de regulador e proprietário de empreendimentos dedicados ao serviço público. Para uma sociedade acostumada com preços de energia subsidiados e tolerância frente a furtos de energia, as regras de privatização podem ser alarmantes. O público tem o direito de esperar que o governo em sua nova atuação como regulador seja tão preocupado com a qualidade e custo dos serviços de energia como era quando atuava como dono.

Muitos países estão promovendo a expansão do papel da iniciativa privada no setor de energia, particularmente na indústria da eletricidade. Em alguns países, estes esforços de reforma estão bem estabelecidos e o passo das reformas está aumentando. Em outros países, o encaminhamento das reformas é menos certo. Durante o primeiro estágio das reformas, muitos aspectos devem ser abordados: uma baixa taxa de inflação adquirida através de balanços orçamentários e disciplina monetária; privatização da maioria das empresas públicas e abertura da economia para a competição através da liberalização e desregulamentação.

O segundo estágio da reforma inclui passos mais difíceis. Ações necessárias para continuar esta tendência de reestruturação, para a maioria, estão relacionadas com a expansão do capital disponível para investimentos e estabilização das condições financeiras dos fornecedores de energia. Estes esforços incluem: redefinição da divisão dos papéis federais/estatais para assegurar a estabilidade de longo termo; criação de bancos centrais independentes para assegurar a estabilidade monetária de longo termo; reforma financeira e previdenciária para facilitar maiores níveis de poupança e investimento e expansão dos mercados domésticos de capitais; posicionamento dos setores de infra-

estrutura, i. e., energia, telecomunicações e transportes, sob administração e capitais privados e criação de uma estrutura regulatória independente.<sup>4</sup>

### 2.3. O DESENVOLVIMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O início dos empreendimentos no setor elétrico brasileiro remonta ao fim do século XIX, com a construção da primeira usina hidrelétrica brasileira - a Usina do Ribeirão do Inferno, em Diamantina (MG) - que teve o início da operação no ano de 1883 e cujo acionista majoritário era a Mineração Santa Rita<sup>5</sup>. Deste modo, pode-se dizer que o pioneiro na utilização do potencial hidroelétrico brasileiro foi um autoprodutor.

Poucos anos depois, em 1889, entrava em operação a primeira usina hidrelétrica do setor público, na cidade de Juiz de Fora, também em Minas Gerais. A Usina Marmelos-Zero (Fig. 1) era pertencente à Companhia Mineira de Eletricidade e um dos grandes benefícios da distribuição de energia elétrica produzida por tal Companhia foi a instalação de indústrias têxteis na região.



Figura 1 - Usina de Marmelos-0, inaugurada em 05/09/1889<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Ver nota anterior.

<sup>5</sup> ROSA, L. P. e MIELNIK, O., "Impacts of great energy projects in Brazil", Manuscript Report IDRC-MR 196e, 1988, apud SANTANA (1994), pág. 11.

<sup>6</sup> "Panorama do setor de energia elétrica no Brasil" - Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988, pág. 29.

Até o final do século XIX, era comum encontrar uma usina térmica suprindo uma companhia de transporte público e, na mesma cidade, outra usina para suprir a iluminação pública. Foi, justamente, nesse período, que começou a ficar claro o papel da energia elétrica. Grandes empresas estrangeiras, apoiadas por capitalistas, começaram a olhar, não somente para o Brasil, mas também para a Europa, a Ásia e resto da América Latina, com o objetivo de desenvolver empresas de energia elétrica de maior porte.<sup>7</sup>

No ano de 1889, instalou-se em São Paulo a Brazilian Traction Light and Power, uma organização multinacional privada, de origem canadense. Em 1901 ela colocou em operação a sua primeira usina hidrelétrica - a Usina Edgard de Souza, no rio Tietê, com potência inicial de 2 MW, chegando a 16 MW em 1916.<sup>8</sup> Esta empresa, além de se instalar no Brasil, implantou, ao mesmo tempo, serviços de eletricidade no México, Espanha e Inglaterra.

Naquela época, o negócio da eletricidade girava em torno da figura de um empreendedor, que juntava-se a um parceiro com capacitação tecnológica, normalmente norte-americano. No caso da LIGHT (nome pelo qual passou a ser conhecida a Brazilian Traction Light and Power), que era canadense, procurou-se um engenheiro da General Electric. Um outro tipo de capacitação que se tornava necessária era na área jurídica, porque, naquela época, cada país e, às vezes, cada estado, tinha o seu regime jurídico. No Brasil, a Constituição de 1891 não previa a unidade de direito. Era, então, fundamental conhecer o regime de concessões de cada governo estadual.<sup>9</sup>

---

<sup>7</sup> ALQUÉRES, J. L., “Panorama do setor de energia elétrica no Brasil”, Rio de Janeiro : Eletrobrás. 1994.

<sup>8</sup> SANTANA (1994), pág. 11.

<sup>9</sup> ALQUÉRES (1994), ob. cit., pág. 2

Devido aos grandes investimentos e capacitação alcançados pela LIGHT<sup>10</sup>, já em 1910 ela controlava ¼ (45 MW) da potência instalada no país.<sup>11</sup> No começo dos anos 20, a LIGHT deu novo grande impulso na sua participação no mercado de energia elétrica, com a construção das usinas de Ilha dos Pombos (167.640 kW), na divisa dos estados do Rio de Janeiro e Minas Gerais, e Henry Borden I (44.374 kW), em Cubatão, São Paulo.

Já na primeira metade dos anos 20, passou a operar no Brasil - no interior do Estado de São Paulo - a American Foreign Bond and Share Company (AMFORP), pertencente à Electric Bond and Share Company (EBASCO), corporação de capital predominantemente norte-americano e com negócios de eletricidade em quase toda a América Latina.

Com uma estratégia diferente da LIGHT, a AMFORP adotou uma política de expansão externada através da aquisição de várias pequenas empresas, no interior do estado de São Paulo, que estavam em débito por causa dos seus programas de expansão de capacidade de geração. A mesma estratégia foi adotada em relação a outros estados. Em poucos anos, a AMFORP dominava todas as capitais de estado brasileiras, com exceção de São Paulo e Rio de Janeiro, que estavam nas mãos da LIGHT. A gestão técnica e financeira local das empresas da AMFORP se concentrava em uma subsidiária chamada

---

<sup>10</sup> Depois de obter estabilidade na cidade de São Paulo, em 1905, a LIGHT também passou a atuar no Rio de Janeiro. Em 1908 ela já possuía uma capacidade instalada de 24 MW, alcançando 45 MW em 1913, conforme SANTANA (1994).

<sup>11</sup> Na virada do século, o Brasil possuía uma população de 17 milhões de habitantes, sendo 811 mil no Rio de Janeiro, 240 mil em São Paulo e 50 mil em Curitiba, para uma capacidade instalada de 12 MW (0,71 W/hab.). Em 1910, haviam 300 empresas atuando no Setor, com capacidade instalada de 150 MW, para uma população total de 31 milhões de habitantes (4,84 W/hab.), cfe. WAISMAN, D. em uma apresentação feita no Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica (UFPR/COPEL), Curitiba, 1996.

CAEEB, que seria importante escola para profissionais brasileiros e teria, por isso, influência na história do Setor Elétrico.<sup>12</sup>

Até a década de 30, o setor de energia elétrica era de caráter privado, priorizando a obtenção de resultados financeiros e a distribuição de dividendos. As empresas funcionavam baseadas no controle do empreendedor, que trabalhava, algumas vezes, através de esquemas de *holding* e subsidiárias. Alguns, menos sérios, tendiam a diluir muito o capital e mantinham o controle, com capital inferior a 10% do total. Isto porque as ações eram espalhadas pela Europa inteira, numa época de comunicações deficientes.<sup>13</sup>

Tal prática de priorização dos resultados financeiros provocou protestos. Em 1933, o industrial Eduardo Guinle<sup>14</sup> publicou um artigo, por muitos considerado lúcido, em que denunciava a mecânica financeira de atuação da LIGHT, com seus “negócios da china”. Segundo texto do mesmo: “no Brasil, entretanto, a LIGHT obteve elevados lucros com as tarifas de energia elétrica, a custa do entravamento que vem fazendo ao trabalho e ao conforto do povo do Rio de Janeiro (...), pois as indústrias fecham as portas ou instalam motores térmicos por não poderem pagar a eletricidade (...). Os lares modestos iluminam-se anti-higienicamente, com querosene e outros meios de obter luz, porque a energia elétrica custa um preço fabuloso e enormes exigências são feitas para a sua obtenção.”

No período de 1930 a 1945, a evolução do Setor de Energia Elétrica foi o reflexo das mudanças que ocorreram no país.<sup>15</sup> O Setor passou por profundas transformações

---

<sup>12</sup> WAISMAN, D., “A lobotomização do dinossauro - ascensão e queda do setor elétrico nacional estatal - um ensaio histórico e político”, março, 1980, pág. 3.

<sup>13</sup> ALQUÉRES, J. L. (1994), ob. cit., pág. 2.

<sup>14</sup> Eduardo Guinle foi citado por WAISMAN (1980) e o texto referente ao mesmo foi citado por SANTANA (1994), depois de retirado da obra de MEDEIROS, R. A. “O capital privado na reestruturação do setor elétrico brasileiro”, dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1993.

<sup>15</sup> “O período 1930-1945 foi especialmente significativo para a definição de um novo modelo de desenvolvimento econômico, baseado na industrialização. O colapso da economia agroexportadora estimulou

institucionais, dada a preocupação do poder público em regulamentar suas atividades, seguindo o pensamento nacionalista vigente naquela época. Por outro lado, a aceleração do crescimento industrial e a urbanização do país fizeram com que a demanda de energia aumentasse bem mais rapidamente que a capacidade de geração. No início dos anos 40, no Brasil já se pronunciava uma situação de escassez de energia, o que levou o Estado a tomar iniciativas pioneiras no campo da eletricidade.<sup>16</sup>

Convém citar que, nesta época, muitos países já mais desenvolvidos, tanto na América como na Europa, já procuravam ordenar melhor o campo da eletricidade, inclusive com a intervenção dos governos na área de geração.

A reordenação institucional do Setor de Energia Elétrica começou de fato em 15 de setembro de 1931, quando foram suspensos todos os atos de alienação, oneração, promessa ou começo de transferência de qualquer curso perene ou queda de água. Isto evitou uma concentração ainda maior do Setor Elétrico nas mãos da LIGHT e AMFORP e começou a firmar a União como poder concedente em matéria de energia elétrica.<sup>17</sup>

No curso destas reformas que antecederam a promulgação do Código de Águas, em 1933 surgiu o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), abrangendo uma Diretoria de Águas, transformada depois em Serviço de Águas. Esta Diretoria era encarregada de tratar de assuntos relativos à exploração de energia hidráulica, irrigação,

---

o desenvolvimento de novas atividades produtivas, colocando o Brasil no caminho da industrialização pela substituição de importação. Apesar do peso preponderante da agricultura, a indústria tornou-se o pólo dinâmico da economia durante a década de 1930, crescendo em média 11,2% ao ano no período de 1933-1939. Esse ritmo de crescimento diminuiu durante a Segunda Guerra Mundial devido às dificuldades de suprimento de máquinas, equipamentos e matérias-primas industriais. Em 1945, quando Vargas deixou o poder, o Brasil já era uma nação semi-industrializada, em franco processo de urbanização e sua estrutura social e política tinha-se tornado bem mais complexa.” (Panorama do setor de energia elétrica no Brasil; Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988, pág. 77).

<sup>16</sup> Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, 1988, pág. 80.

<sup>17</sup> Panorama do setor de energia elétrica no Brasil, 1988, pág. 80.

concessões e legislação de águas. Em novembro do mesmo ano, seguindo a tendência norte-americana, o governo também acabou com a cláusula-ouro.<sup>18</sup>

Em 10 de julho de 1934, com a assinatura do Decreto 26.234, Getúlio Vargas promulgou o Código de Águas, cujos estudos foram iniciados já em 1907 e que, mesmo após a sua promulgação, obteve grandes críticas. Somente em 1938 o Supremo Tribunal Federal rejeitou a arguição de inconstitucionalidade feita por uma subsidiária do grupo AMFORP.<sup>19</sup>

Este período que durou até 1944 foi marcado por uma transição bastante dolorosa, já que o nacionalismo presente no governo queria, a qualquer preço, tomar as rédeas do Setor Elétrico, e as empresas privadas não queriam perder o poder.

O conjunto de leis e decretos, com inúmeras finalidades, procurou eliminar as lacunas deixadas pelo Código de Águas e estabeleceu vários critérios de cobrança de tributos e fixação de tarifas. De qualquer modo, a expansão do parque gerador foi deficitária em relação ao crescimento do consumo, e os racionamentos eram freqüentes.

Com grande importância, surgiu, em 18 de maio de 1939, pelo Decreto-Lei 1.285, o Conselho Nacional de Águas e Energia, transformado em Conselho Nacional de Águas e

---

<sup>18</sup> “Desde a assinatura do primeiro contrato com a São Paulo LIGHT, a cláusula-ouro prevaleceu como mecanismo básico para a fixação das tarifas de energia elétrica. Embora a lei federal de 1904 falasse em revisões periódicas de cinco em cinco anos, as empresas concessionárias logravam reajustar automaticamente as tarifas em função das desvalorizações cambiais, chegando mesmo ao estabelecimento de tarifas mensais. Em períodos de forte depreciação cambial, como no início da década de 30, as tarifas se elevavam a tais níveis que reduziam o consumo de eletricidade, o que afetava adversamente a produção do Setor.” (Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, 1988, p. 80-81).

<sup>19</sup> Também houve problemas com relação a sua regulamentação. No dia seguinte à promulgação do Código, o governo regulamentou o pagamento da taxa de aproveitamento para exploração de energia elétrica, que incidia sobre concessionários e permissionários em função da potência utilizada industrialmente. Houve resistência das empresas e faltou a determinação de uma série de pontos básicos, como o valor das taxas de remuneração e depreciação do capital, cálculo de tarifas e padronização contábil. (Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, 1988, p. 84-85).



Energia Elétrica (CNAEE) pelo Decreto-Lei 1.639; era encarregado de manter estatísticas, organizar planos de interligação de usinas e sistemas elétricos, regulamentar o Código de Águas, examinar todas as questões referentes à indústria de energia elétrica e resolver, em grau de recurso, os dissídios entre a Administração Pública e as Concessionárias.

O início da estatização, a nível federal, deu-se através da criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), instituída pelo Decreto-Lei 8.031, de 3 de outubro de 1945, com objetivo precípuo de aproveitar o potencial energético da Cachoeira de Paulo Afonso.

O período entre 1945 e 1951 foi marcado por muita discussão acerca da participação do capital privado e do capital público no Setor Elétrico. Os temas mais controvertidos versavam sobre a tarifação e regulação. Entretanto, somente em 1951, com a volta de Vargas ao poder, uma postura inequívoca foi adotada.

Em uma mensagem encaminhada ao Congresso em março de 1951, Vargas “defendia a maciça participação do Estado na produção de energia elétrica. Essa posição se baseava em considerações acerca do desempenho das grandes concessionárias estrangeiras que, embora obtendo lucros em suas atividades, não vinham respondendo a contento ao aumento da demanda, e das empresas privadas de menor porte, de capital nacional, que, dispondo de bases financeiras reduzidas, não eram capazes de mobilizar recursos suficientes para realizar investimentos reconhecidamente elevados e de lenta maturação. Assim, a única forma possível de atender à recomendação de a oferta de energia preceder e

impulsionar a demanda seria mediante a criação de empresas públicas, estaduais e federais”.<sup>20</sup>

Em 31 de agosto de 1954, com a Lei 2.308, instituiu-se o Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). O Fundo Federal de Eletrificação seria distribuído, em percentagens, entre a União, os Estados-Membros, o Distrito Federal e os Municípios. Para receber estes recursos, cada estado deveria criar uma empresa pública com tal finalidade.

A estatização do Setor foi crescente a partir de então. Mesmo assim, alguns grupos ainda resistiam e defendiam a iniciativa privada.

O marco derradeiro da estatização foi alcançado em 1962, com a criação definitiva da Eletrobrás - Centrais Elétricas Brasileiras S. A.. Atuando como *holding* no Setor, a Eletrobrás incorporou imediatamente as aplicações até então realizadas pelo BNDE. Na qualidade de órgão de planejamento setorial, em escala nacional, a empresa ficou responsável pela definição dos planos de expansão do Sistema de Energia Elétrica do país. Foi por intermédio da Eletrobrás que a intervenção do Estado, no planejamento e na administração das atividades de energia elétrica no Brasil, assumiu caráter irreversível.

Com a criação de Furnas (1957), Itaipu (1966), ELETROSUL (1968), ELETRONORTE (1973), em conjunto com a Chesf, a atuação federal no Setor adquiriu feições semelhantes às verificadas até recentemente. As concessionárias privadas estrangeiras sobreviventes tiveram fim em 1964, com a compra da AMFORP, e em 1979, com a compra da LIGHT, ambas pela Eletrobrás, ocorrendo então a completa

---

<sup>20</sup> Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil, 1988, pág. 125.

nacionalização do Setor. Restaram ainda algumas concessionárias privadas, porém de capital nacional, como a Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (fundada em 1905), a S. A. Central Elétrica Rio Claro, o Grupo Rede, a Cia. Força e Luz Santa Cruz, a Força e Luz do Oeste, a Sul Paulista de Energia e outras.

Esta nacionalização, como é facilmente verificável, facilitou a integração regional e a interligação de sistemas. A coordenação do sistema de modo centralizado viabilizou-se. Paralelo a equalização tarifária, criou-se os GCOI (Grupos Coordenadores da Operação Interligada), com a idéia de minimizar os custos globais do Setor a curto e longo prazos, pela máxima utilização de energia elétrica de fontes hidráulicas, com a concomitante redução ao mínimo indispensável da energia elétrica de origem térmica.

O caminho do Setor, nas décadas de 70 e 80, alcançou uma grande alta, com um ciclo inicial de grande crescimento e, posteriormente, um período negro, acompanhando a economia nacional.

“No período de 1970/1980, o Produto Interno Bruto do País apresentou uma taxa de crescimento anual média de 8,6% superior à da população, resultando numa elevação da renda per capita nacional. Neste período, o consumo de energia global cresceu a uma taxa de 7,9% inferior a da economia de 8,6% (elasticidade de 0,92), enquanto que o consumo de energia elétrica cresceu a uma taxa de 11,8%, superior as taxas de crescimento da economia e do consumo de energia global. No período de 1980/1990, a taxa anual média de crescimento da economia do país de 1,5% foi inferior à taxa de crescimento da população, resultando num PIB per capita, em 1990, inferior ao de 1980.”<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Plano Decenal de Expansão 1995/2004; Eletrobrás, 1994, pág. 6.

“O Setor Elétrico, a partir da década de 80, foi fortemente afetado pela política econômica governamental, que impunha uma rigorosa contenção tarifária, como forma de combate à inflação, estimulava a captação de recursos externos visando o ajuste do balanço de pagamento, priorizava o desenvolvimento de programas considerados estratégicos, mas fora da sequência econômica dos investimentos setoriais e incentivava aquisições de equipamento com antecedência em relação aos cronogramas das usinas previstas nos programas de expansão dos sistemas elétricos.”<sup>22</sup>

A década de 80 caracteriza-se pela manutenção do sistema vigente da década anterior, ou seja, um modelo estatal altamente centralizado em sua administração e operação.

Nestes mesmos anos verifica-se a queda deste modelo, pelos mesmos motivos que levaram à queda do modelo privado anterior, entre eles, a falta de investimentos na expansão do sistema e o achatamento das tarifas.

Nesse sentido, GREINER (1996)<sup>23</sup> diz:

“Apesar do setor elétrico brasileiro ser técnica e operacionalmente bem sucedido, não se conseguiu evitar os efeitos econômicos e as limitações gerenciais que acompanham a gestão dos investimentos públicos, tais como a captura dos interesses econômicos e políticos, as opções equivocadas de investimentos, a manipulação tarifária, os subsídios, etc. No seu conjunto, esses fatores contribuíram no processo de concentração de renda e na precipitação da crise fiscal do Estado.

---

<sup>22</sup> Plano Decenal de Expansão 1995/2004; Eletrobrás, 1994, pág. 12.

<sup>23</sup> GREINER, Peter. “Processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro”, Seminário Reforma do Setor Elétrico - Livre Acesso e Regulamentação - COPEL: Foz do Iguaçu. 1996.

A partir de 1980, o Sistema Elétrico Brasileiro mergulhou numa profunda crise econômico-financeira, que perdura até hoje, perdendo a capacidade de gerar os recursos necessários para a expansão dos serviços e do sistema.

Tal crise foi pouco percebida pela sociedade, amplamente diagnosticada pelo Setor, mas este não foi capaz de apresentar uma solução de consenso em função dos conflitos de interesses presentes.”

A partir de 1988, com a promulgação da Constituição Federal, o processo de mudanças teve início. Somando-se, em especial, o Artigo 175<sup>24</sup> desta Carta Magna a algumas leis e decretos posteriores, chega-se aos dias atuais com um modelo institucional bem diferente do vigente até então.

“De fato, as bases do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, caracterizado por um perfil fortemente estatizado, composto na sua quase totalidade por empresas controladas pelo Governo Federal ou pelos Governos Estaduais, foram modificados de forma substancial pelo Art. 175 da Constituição Federal de 1988.

Esse artigo estabeleceu a obrigatoriedade da licitação para a concessão de serviços públicos, e as Leis 8.789/95 e 9.074/95<sup>25</sup> que o regulamentam, apesar de não terem

---

<sup>24</sup> Art. 175. Incumbe ao poder público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - política tarifária;

IV - obrigação de manter serviço adequado.

<sup>25</sup> A Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no ar. 175 da Constituição Federal; a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

defendido um novo modelo para o Setor Elétrico, delinearam, de forma clara, as suas características básicas, dentre as quais destacam-se:

- introdução da competitividade, de forma a tornar o setor mais eficiente;
- a desverticalização da indústria elétrica, com a individualização das atividades de geração, transmissão e distribuição;
- a quebra gradativa dos monopólios regionais, que serão substituídos pela competição na geração e na comercialização de energia, com a garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição;
- a instituição de novas formas e condições de participação do capital privado, nacional e estrangeiro, dentre os quais a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (PIEE), enfatizando a necessidade de agentes setoriais eficientes e competitivos, de modo a garantir a expansão do setor e o atendimento do mercado.<sup>26</sup>

Independente destas alterações, o controle do sistema estava, até recentemente, nas mãos da ELETROBRÁS, que era responsável pelo planejamento, financiamento, coordenação e supervisão dos programas de construção, expansão e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. A ELETROBRÁS coordenava a operação e expansão da interligação dos sistemas elétricos através dos Grupos Coordenadores, sendo um responsável pela operação interligada - GCOI e outros pelo planejamento do Sistema - GCPS, e coordenava o planejamento do meio ambiente através do COMASE. A ELETROBRÁS respondia, também, através de suas empresas controladas, por aproximadamente 57% da produção de energia elétrica no Brasil (incluindo 50% da geração bruta de Itaipu, em valores de 1994). Esta energia era vendida para as

concessionárias responsáveis pelo fornecimento de energia aos consumidores finais. A ELETROBRÁS detinha, ainda, o controle de 80% das linhas de transmissão, que totalizam 117.000 km.<sup>27</sup>

“O objetivo básico do GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, era a de garantir a continuidade do suprimento de energia elétrica aos sistemas distribuidores, para atender plenamente aos requisitos de potência e energia sob condições de tensão e frequência adequadas, e promover a economia de combustíveis utilizados nas centrais termelétricas, restringindo seu consumo ao mínimo indispensável à complementação de um sistema predominantemente hidráulico.”<sup>28</sup>

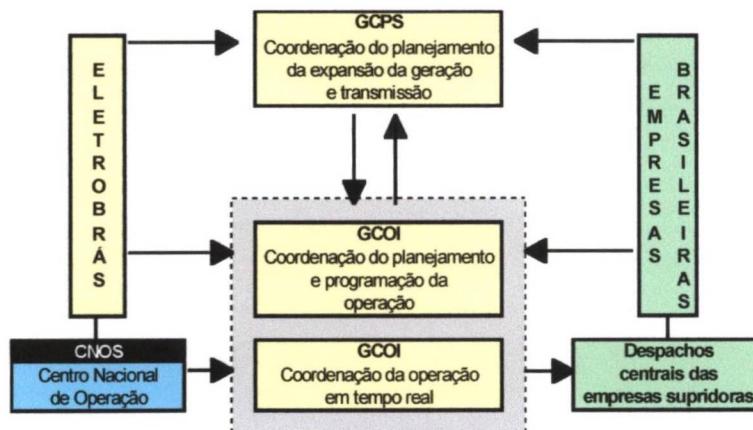


Figura 2 - Estrutura de coordenação do setor elétrico brasileiro até recentemente<sup>29</sup>

“O GCPS era o principal órgão do planejamento do sistema elétrico brasileiro e era responsável pela preparação do Plano Decenal, a cada ano, que atualizava o programa de expansão a longo prazo. Estes planos levavam em consideração as projeções de

<sup>26</sup> MELO, Eraldo Tinoco. “O processo de definição do novo modelo do setor elétrico”; Seminário Reforma do Setor Elétrico - Livre Acesso e Regulamentação - COPEL: Foz do Iguaçu, 1996.

<sup>27</sup> <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/poveral1.htm>, em 10/11/96.

<sup>28</sup> <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcoi.htm>, em 10/11/96.

<sup>29</sup> ALVES, Alexandre M. F., SERAFIM, J. S., “Características do setor elétrico brasileiro”. CIER - Comissão de Integração Elétrica Regional: Rio de Janeiro, 1996.

aumento de demanda nos mercados regionais e forneciam avaliações técnicas e econômicas para os projetos propostos para suprir a demanda.”<sup>30</sup>

Entretanto, mudanças recentes alteraram o poder da Eletrobrás. A criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e a transferência das atividades anteriormente desenvolvidas pelos GCOI, bem como a mudança do caráter do planejamento da geração, de determinativo para operativo, retiraram grande parte do poder da Eletrobrás no Setor. Entretanto, como a mesma ainda detêm uma grande quantidade de ativos ligados à geração e transmissão, bem como possui o monopólio da comercialização da energia proveniente de Itaipu, espera-se que a Eletrobrás continue com um papel importante dentro do setor elétrico.

Como já mencionado, a regulamentação do art. 175 da Constituição Federal de 1988 foi efetuada pelas Leis nº 8.987/95 e 9.074/95.

Entretanto, a evolução legal havida desde 1988 contempla uma série de instrumentos normativos de grande importância.

Ainda na década passada foi promulgada a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, regulamentando a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos – um marco no setor porque iniciou o tratamento da água como um combustível dotado de custo.

A Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, alterou substancialmente a política tarifária do setor. A partir destes instrumentos legais ocorreu o fim da equalização tarifária, houve a extinção do regime da

---

<sup>30</sup> <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcps.htm>. em 10/11/96.



remuneração garantida e as concessionárias passaram a propor suas tarifas para homologação do poder concedente – na época representado pelo DNAEE.

Ainda neste ano, o Decreto nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993, estabeleceu o SINTREL, iniciando a separação da transmissão dos demais ativos e oferecendo as bases para a criação da hoje conhecida rede básica. Este mesmo decreto oferece o conceito de autoprodutor.

Os próximos marcos regulamentares são as já mencionadas Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e 9.074, de 07 de julho de 1995.

A Lei nº 8.987, também chamada de lei das concessões, trouxe disposições sobre o serviço adequado, os direitos e obrigações dos usuários, política tarifária, licitações, contratos de concessão, encargos, formas de intervenção e extinção das concessões e sobre permissões.

Como a Lei nº 8.987 era genérica, aplicável a qualquer tipo de concessão de serviço público, a Lei nº 9.074 surgiu para regulamentar caracteres específicos do setor elétrico, sendo dedicado grande parte do texto para os serviços de energia elétrica.

Os pontos fundamentais desta lei, e que a tornam o grande marco do mercado de livre concorrência no setor elétrico brasileiro, são a instituição do produtor independente de energia elétrica – PíEE, do consumidor livre e da liberdade de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição por parte destes agentes.

Estas mudanças importantes foram efetuadas previamente à contratação da consultoria estrangeira – Coopers & Lybrand – ocorrida em agosto de 1996, visando a

reestruturação do setor elétrico brasileiro, acelerando ainda mais o processo de mudanças no setor.

O Decreto 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor oferecendo, mais uma vez, a garantia de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e definindo as regras de operação, encargos e forma de comercialização de sua energia.

Neste mesmo ano, em 26 de dezembro, através da Lei nº 9.427, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com a competência dada pelos Artigos 29 e 30 da Lei nº 8.987 e outras oferecidas pela própria lei de criação. Apesar de instituída, a ANEEL somente foi regulamentada em 06 de outubro de 1997, mediante o Decreto nº 2.335, que a definiu como uma autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público, com autonomia patrimonial, financeira e administrativa, vinculada ao Ministério das Minas e Energia e com sede em Brasília.

A transmissão das atividades do DNAEE para a ANEEL somente veio a ocorrer no início da 1998 e, ao final de 1997, aquele órgão publicou dois importantes instrumentos para a regulamentação do setor: a Portaria DNAEE nº 459, de 10 de novembro, e a Portaria DNAEE nº 466, de 12 de novembro de 1997.

A Portaria nº 459 estabeleceu as condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, incluindo as tarifas a serem praticadas no caso do uso dos sistemas de transmissão e distribuição das diversas concessionárias por parte de terceiros, produtores ou consumidores. Apesar de muito combatida por não contemplar uma série de relacionamentos e necessidades contratuais, esta Portaria representou, provavelmente, o

maior avanço em prol da competição desde a Lei nº 9.074, e representa a intenção do poder concedente, e das pessoas que a escreverem, de realmente mudar a cultura do setor, em um momento em que as mudanças estavam sendo muito combatidas por diversos agentes.

A Portaria nº 466 estabeleceu as condições gerais de fornecimento e, em adição do código de defesa do consumidor e suas modificações, constitui o conjunto básico de normas relacionadas à proteção do consumidor de energia elétrica fornecida por concessionário de serviço público.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, constitui o marco legal mais recente dentro do setor elétrico brasileiro. Por ser a versão em lei de uma medida provisória várias vezes reeditada, ela contém disposições acerca de várias outras leis, o que não representa necessariamente o processo legislativo mais inteligente mas não lhe tira a importância.

Esta lei incluiu mais atribuições entre as competências da ANEEL, modificou o tratamento oferecido para as pequenas centrais hidrelétricas – PCHs, determinou a extinção da reserva global de reversão em 2002, alterou e extinguiu parte da conta de consumo de combustíveis, determinou a celebração dos contratos iniciais e, mais importante, instituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, o acordo de mercado e o Operador Nacional do Sistema Elétrico.

O Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, regulamentou o MAE e o ONS, determinando, entre outros:

- a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

- que as atividades de geração e comercialização devem ser exercidas em caráter competitivo;
- a instituição da atividade de comercialização de energia, exercida mediante autorização da ANEEL após a comprovação da capacidade jurídica, regularidade fiscal e idoneidade econômica-financeira, mas sem mencionar qualquer restrição à detenção de ativos por parte destes novos agentes.
- a aplicação do mecanismo de realocação de energia – MRE;
- que a ANEEL teria a competência para expedir as normas complementares deste Decreto.

Uma série de importantes Resoluções da ANEEL foram expedidas no mês de agosto de 1998, decorrentes da necessidade de regulamentar e propiciar a assinatura dos contratos iniciais da região sul e dar condições para a privatização da Eletrosul. Entre estas Resoluções encontram-se as Resoluções ANEEL nº 264 e 265, de 14 de agosto de 1998.

A primeira determina os critérios para a contratação de energia elétrica por consumidores livres, e a segunda estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, o que propiciou a criação dos primeiros comercializadores puros de energia elétrica.

O primeiro comercializador privado de energia elétrica, ou agente de comercialização de energia elétrica, registrado na ANEEL e detentor de autorização para funcionamento, foi a TRADENER Ltda, empresa paranaense formada, inicialmente, pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL e pela Logos Energia Ltda., empresa

Paulista que já se preparava a muitos meses para atuar neste segmento, esperando apenas sua regulamentação. Como resultado desta série de mudanças, a estrutura do setor elétrico nacional pode ser definida pela Figura 3.

A transformação no setor elétrico brasileiro é uma constância histórica. Conforme já visto, desde o início do século, já houve participações maciças de ambos, o setor privado e o setor público, e salvo pequenos ciclos de aparente tranquilidade, sempre existiram problemas de qualidade de atendimento e financiamento de obras.

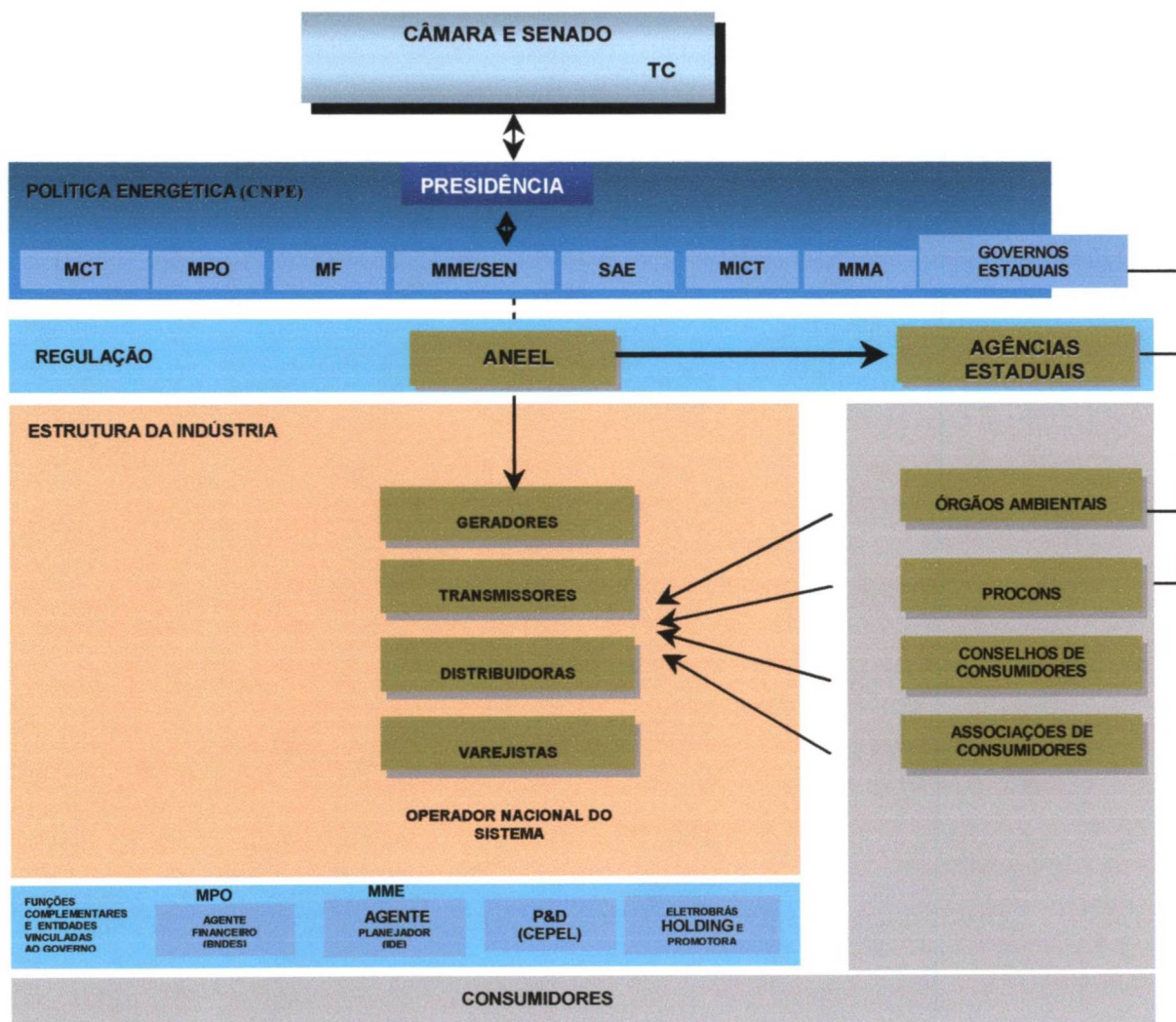


Figura 3 - Estrutura de coordenação do setor elétrico brasileiro<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Figura retirada do documento “A assinatura do acordo de mercado e a constituição do operador nacional do sistema no contexto da reestruturação do setor elétrico” – Ministério das Minas e Energia – Secretaria de Energia

Diferente do que aconteceu no passado, quando as empresas privadas que dominavam o setor elétrico brasileiro deram lugar aos poderes públicos, em um processo notoriamente cheio de intranquilidade, desrespeito legal e processual e mágoa, hoje existe a oportunidade de implementar um novo modelo isento dos habituais rompimentos com a história.

A fase é de transição para a utilização conjunta da iniciativa privada e pública. Neste sentido, a preocupação deve ser com relação às fatias de mercado a serem exploradas pelos agentes e como deve ser feita a transmissão de direitos e deveres entre cada iniciativa.

A participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro é inevitável e figurar-se-á, na geração, em três formas: geradores caracterizados como prestadores de serviço público, os autoprodutores e os produtores independentes. A continuidade da prestação dos serviços por parte dos antigos concessionários estaduais pode ser mantida, visto que a privatização de todo o setor elétrico não é condição *sine qua non* para o novo modelo. Estes, porém, terão que eliminar a verticalização de seus balanços, de modo que seja possível, além de um melhor controle dos custos, a separação eventual de parcela dos serviços de transmissão e distribuição e a comercialização com o mercado cativo e livre.

Na distribuição se concentram as maiores mudanças. Para os consumidores do grupo B (baixa tensão), onde a energia elétrica não é, via de regra, encarada como matéria-prima, poder-se-ia dizer que a locução “serviço público” encontra agasalho firme e seguro. O monopólio da distribuição é garantido, por enquanto, em áreas de concessão para estes (geralmente) pequenos consumidores.

Já para os grandes consumidores do grupo A (alta tensão), vislumbra-se um mercado aberto, tratando-se a energia elétrica como uma mercadoria que é, para estes consumidores, geralmente indústrias, uma matéria-prima.

Ainda existem uma série de indefinições e lacunas legais e normativas no setor, o que se traduz em várias tendências para o futuro próximo, das quais podemos destacar:

- novas regras para a comercialização de energia elétrica e para a operação do agente de comercialização, tratando a intermediação como atividade de comercialização, proibindo as distribuidoras de utilizarem seu mercado cativo como vantagem competitiva frente a estes agentes, alocando energia de alto custo para a composição das tarifas e comercializando energia de baixo custo subsidiando-a com os ganhos auferidos com as vendas no mercado cativo;
- regras específicas para o consumidor livre, condensando seus direitos e obrigações, principalmente frente as concessionárias que o atendem fisicamente e ao MAE, quando da necessidade de exposição ou venda de excedentes ao mercado de curto prazo;
- integração do mercado de energia ao mercado de capitais, possibilitando a criação e operação do mercado de derivativos da comercialização física, que pode representar a viabilização financeira de novos negócios de geração e que, sem afetar o sistema elétrico, é comercialmente muito maior que o mercado atual;

- definição das regras de relacionamento entre os diversos agentes, evitando a formação de cartéis e de operações conjuntas não publicáveis, que prejudicam a competitividade e minam a estrutura do setor;
- regras para a alocação de ônus e bônus na comercialização de energia elétrica, principalmente no advento de racionamentos e de sobras não comercializadas expostas ao mercado de curto prazo;
- efetiva operacionalização do MAE e do ONS, que devem reconhecer sua importância no setor e fazer uso de sua competência, independente da forma de pensar e agir de alguns de seus sócios;
- disponibilização de dados e informações de forma generalizada e aberta;
- codificação da normatização do setor.



### **3. A QUESTÃO DA DECISÃO DE INVESTIMENTO EM GERAÇÃO**

#### **3.1. COMENTÁRIOS GERAIS**

O investimento na geração sempre ocupou grande espaço no desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, em detrimento do desenvolvimento da transmissão, à qual era dada menor importância.

Como as obras de geração, principalmente as grandes centrais hidrelétricas, obrigam o comprometimento de quantidades de capital, geralmente superiores às obras de transmissão e distribuição, sua importância era, e ainda é, considerada superior à outras obras igualmente necessárias.

Enquanto público, o setor elétrico brasileiro conseguia suportar, com o apoio tarifário adequado, investimentos dessa monta, já que a necessidade de retorno do investimento em tempos exíguos era desnecessária. Porém, sem o apoio tarifário, os investimentos tiveram uma queda significativa e o endividamento, por sua vez, teve grande aumento.

Com a inclusão da iniciativa privada no Setor, os tempos e as taxas de retorno deverão sofrer sensível mudança, posto que os investidores privados buscam altas taxas de retorno e pouco tempo para que esse retorno aconteça.

Assim, uma mudança de paradigma está em andamento no setor, com necessidades de mudança no planejamento da geração, tanto em nível nacional como em nível de empresa.

Muitos investidores voltaram suas atenções para o setor elétrico brasileiro após o início das privatizações e a abertura para a participação da iniciativa privada. Entretanto, como a liberdade de produção foi oferecida sem um mercado firme e líquido, estes investidores assediaram diversas empresas, principalmente grandes distribuidoras, visando, principalmente, alavancar financiamentos lastreados por contratos de venda de energia de longo prazo.

Como a maioria das empresas buscava o investimento no segmento de geração, estas, em sua grande maioria, iniciaram várias parcerias. Algumas empresas, animadas pelas possibilidades de taxas de retorno altamente lucrativas e aumento na participação no mercado, chegaram a iniciar dezenas de parcerias, abrindo várias frentes de negociação e que, não necessariamente, adotavam os mesmos critérios para seleção de oportunidades.

Como decorrência desta atitude, muitos projetos encontram-se parados por questões ambientais e institucionais, principalmente os empreendimentos que sofreram alta acentuada nos custos de instalação ocasionada pela desvalorização da moeda nacional frente ao dólar americano.

Em resumo, a seleção de empreendimentos não fundamentada em critérios específicos e fundamentados tem se mostrado bastante prejudicial aos cofres de muitas empresas.

### **3.2. O PLANEJAMENTO DA GERAÇÃO E AS MUDANÇAS RECENTES**

O planejamento da geração, no Brasil, está passando por uma fase de transformação, como todo o resto do sistema.

Tradicionalmente, o objetivo do planejamento era definir quando e onde colocar a próxima fonte de geração, com a premissa de minimizar a soma dos custos totais de atendimento de energia<sup>32</sup>. Vê-se que o planejamento era feito analisando o Setor como um todo, logo, quando se falava em “custos totais”, entendia-se “custo social”, já que a influência desse planejamento nas empresas não era fator preponderante nas análises.

Com relação a estas características, BORN et al. (1996) explicam que, “embora o GCPS<sup>33</sup> fosse um órgão colegiado, o modelo de planejamento adotado no Brasil podia ser caracterizado com impositivo. A estratégia de expansão era acolhida considerando os interesses do sistema como um todo e tendo em vista condicionantes empresariais de forma apenas subsidiária”.

Como exemplo do caráter impositivo do planejamento da expansão, vemos que já em 1971 essa sistemática era adotada, conforme o texto a seguir, retirado do Jornal Diário Popular (29/07/72):

“No exercício de 1971 novamente empresas produtoras de energia elétrica, em diferentes pontos do País, assinalaram desenvolvimento em suas atividades, dando sequência, assim, aos seus planos de aumento da produção e da capacidade instalada, **cumprindo a orientação governamental no setor energético.**”<sup>34</sup>

Para ordenar estas alternativas de expansão, o GCPS, sob a coordenação da ELETROBRÁS, elaborava planos de expansão de prazos diversos. Para o longo prazo, elaborava-se, em intervalos de aproximadamente 5 anos, os Planos Nacionais de Energia.

---

<sup>32</sup> Extraído do material didático do Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL: Curitiba, 1996.

<sup>33</sup> O GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - era o órgão que estava encarregado do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro até recentemente.

Para prazos menores, elaboravam-se os Planos Decenais de Expansão do Setor Elétrico. Estes documentos definiam a estratégia de expansão do setor elétrico brasileiro.

Conforme FORTUNATO et al. (1990)<sup>35</sup>, “no caso brasileiro, o modelo de análise da expansão a longo prazo, DESELP<sup>36</sup>, considerava o país dividido em regiões elétricas, cada uma correspondendo a um “nó”. Associado a cada nó existia um mercado de energia e de ponta previsto para cada intervalo de tempo futuro. O sistema de geração existente no início do horizonte e as fontes de geração disponíveis nessa região para atender ao crescimento do mercado ao longo do período eram conhecidos. Cada fonte de geração, em cada nó, tinha associados custos de investimento, operação e manutenção, e de combustível, se fosse o caso. Eram fornecidas, ainda, ao modelo, as interligações elétricas existentes entre nós, isto é, os grandes troncos de transmissão entre regiões, e suas possíveis ampliações futuras. Os custos dessas possíveis interligações elétricas entre nós eram também dados de entrada para o modelo. Através de algoritmos de otimização, o modelo de decisão de investimentos determinava a alocação ótima, em cada intervalo de tempo e em cada nó, das usinas geradoras, além da capacidade de transmissão das interligações elétricas entre nós, de modo a assegurar o atendimento do mercado a custo mínimo”.

Com o advento da nova legislação acerca dos serviços públicos (Leis nº 8.987/95 e 9.074/95), a obrigatoriedade de atendimento, por parte das empresas participantes dos sistemas interligados, do programa de expansão da geração, está extinta. Isto quer dizer que o planejamento da expansão, mesmo que ainda feito ainda nos moldes da

---

<sup>34</sup> “Expansão das empresas produtoras de energia elétrica”: Diário Popular, 29/07/72 (grifo do autor).

<sup>35</sup> FORTUNATO, L. A. M. et al. “Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica” - Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF, 1990, pág. 120.

obrigatoriedade e da busca pelo mínimo custo global, passou a ser indicativo, pelo menos para as empresas ainda não comprometidas com obras passadas.

Dessa forma, o ótimo global, apesar de indicado, não é mais principal elemento do planejamento da expansão e, estando as empresas livres da obrigatoriedade de investir de acordo com o disposto pelo governo, novos atributos passam a fazer parte da decisão de expansão.

Estes novos atributos estão no nível empresarial, a quem cabe decidir pela participação ou não em processos, licitatórios ou não, de aproveitamentos para geração de energia elétrica.

### **3.3. ATRIBUTOS A SEREM CONSIDERADOS**

Quando se está face a este novo modelo institucional e surgem os múltiplos critérios para tomada de decisões, tem-se, como inevitável consequência, a necessidade de estabelecer os atributos a serem considerados no estudo do problema. Sabe-se que inúmeros atributos se apresentam, nos mais variados graus de importância. Caberia, dentro do estudo do problema, evidenciar estes elementos e estabelecer a sua relevância para com os resultados.

É bastante claro que muitos destes objetivos são conflitantes entre si e, além disso, podem não constituir verdadeiras necessidades da empresa. Alguns são visivelmente

---

<sup>36</sup> Sobre este modelo, verificar TRINKENREICH, J. et al. "Modelo de análise de expansão a longo prazo do sistema interligado brasileiro (DESELP). São Paulo: Comissão de Interligação Elétrica Regional (CIER), 1981.

tendenciosos a determinadas decisões. Eles também comportam um grande número de subdivisões e ampliações de seus conteúdos.

Porém, a inclusão de um número excessivo de objetivos ao problema poderia comprometer seriamente a viabilidade dos trabalhos. É necessário que haja uma certa generalidade nos atributos e é indispensável a possibilidade de quantificação dos mesmos.

Com posse dos resultados de um modelo de análise de múltiplos critérios, as pessoas encarregadas da efetiva tomada da decisão teriam em mãos um poderoso aliado e uma valiosa ferramenta de auxílio, de modo a possibilitar a sobrevivência dentro deste novo ambiente: a competição.

O que são atributos de um projeto? Atributos são características, boas ou más, que, quando comparadas entre dois ou mais projetos semelhantes, nos possibilitam estabelecer uma preferência.

Entre estas características, existem as que podem ser quantificadas, como variáveis monetárias (lucro, investimentos, taxa interna de retorno, valor presente líquido, etc.) e variáveis físicas (área alagada, queda líquida, energia gerada, volume de concreto, etc.).

O principal problema reside nos atributos que não podem ser quantificados, ou seja, aqueles que só podem ser estabelecidos qualitativamente. Entre estes atributos está a confiança, importância estratégica, etc.

Em um levantamento preliminar, pode-se obter uma série de atributos que poderiam ser considerados, os quais são analisados adiante.

### **3.3.1. Retorno do Investimento**

O retorno do investimento realizado é, em regra, o principal atributo a ser considerado, já que, sem retorno, a viabilidade de realizá-lo desaparece.

Desta forma, a análise de viabilidade econômica e/ou financeira do empreendimento é a ferramenta básica de análise dentro dos critérios para tomada de decisões com relação à expansão, principalmente se o ambiente em que ele estiver imerso for competitivo. Com relação ao fluxo de caixa, ele é abordado adiante, porém, cabem aqui, ainda, alguns comentários.

O retorno é dito como regra porque existem casos em que ele não é, efetivamente, o objetivo da empresa ou setor. Sabe-se que, no passado, algumas obras foram impostas como prioritárias, porém, sua viabilidade econômica era questionável. Isto causou grandes problemas para o Setor Elétrico como um todo. Com o planejamento passando a ser indicativo, cabe às empresas decidir pelo investimento em determinados empreendimentos. Logo, qualquer pessoa ou empresa que decidir investir em geração de energia deverá ter em mãos alguma metodologia para verificar se seu investimento será válido ou não.

Com as reformas em andamento no setor elétrico brasileiro, o retorno do investimento adquire uma nova dimensão e, sem dúvida, sua análise será bastante desenvolvida.

A maneira mais empregada para análise de retorno de investimentos é o estabelecimento do fluxo de caixa. Com base nos valores que teoricamente seriam verificados durante a vida da empresa, em taxas e tempos de retorno e índices de viabilidade, estabelece-se a viabilidade ou não do empreendimento.

Para tanto, é indispensável um bom conhecimento das características do empreendimento e do meio em que ele está inserido.

Além disso, outros atributos podem ser relevantes, e sua maximização pode levar a diminuir a viabilidade econômica do empreendimento. Estes atributos também podem ser colocados como restrições, dependendo de quem seja o investidor interessado.

Em suma, o problema adquire cada vez mais dimensões à medida em que se aprofunda a análise.

Muitos modelos já foram desenvolvidos com vistas à obtenção do fluxo de caixa de empreendimentos, inclusive de obras ligadas ao setor elétrico.

Há necessidade de um modelo ágil e de fácil utilização por qualquer elemento da equipe de tomada de decisões, que possibilite, inclusive, a utilização em reuniões, para mudanças em tempo real e análises de sensibilidade. Este modelo deve ser alvo de absoluta confiança quanto aos resultados oferecidos e estar sempre disponível.

#### ***3.3.1.1. Fluxo de Caixa Global***

A primeira análise que merece destaque é a do fluxo de caixa global do futuro investimento.

Cada novo negócio deve ser, em primeiro lugar, auto-sustentável, de modo que obtenha boas condições de financiamento, aceitação no mercado e aceitação em todos os escalões da empresa investidora.



### **3.3.1.2. Fluxo de Caixa para o Sócio**

Apesar da análise do fluxo de caixa do empreendimento oferecer bons parâmetros para a tomada de decisões, é preciso salientar que, dentro de um ambiente de parcerias, não necessariamente a relação percentual de participação *versus* percentual de ganhos permanece igual.

Isto quer dizer que o retorno é grandemente relacionado com o modo em que se dá a participação da empresa no empreendimento, de onde a usina está localizada, das condições de compra estipuladas, etc.

Isto pode variar significativamente para cada parceiro no negócio e alterar o equilíbrio entre os investimentos e retornos de cada um.

### **3.3.2. Adequação às estratégias e políticas da empresa e/ou acionista majoritário**

Um dos atributos que podem ter grande importância quando da tomada de decisão pode ser a adequação às estratégias e políticas da empresa ou acionista majoritário.

Isto fica evidente quando é feita a comparação entre uma empresa pública controlada por um Governo Estadual e uma empresa privada.

Uma empresa privada tem, normalmente, maior, senão total, interesse no lucro ou retorno de seus investimentos, tendo pouca intervenção política em seus quadros. Normalmente, a intervenção política, neste caso, ocorre através da legislação, o que não configura um atributo, mas uma restrição.

Já uma empresa pública pode ter outros objetivos ou estratégias. Por exemplo, já que parte do mercado é não-cativo, uma empresa de São Paulo poderia, legalmente, vender energia à consumidores no Estado do Paraná, pagando determinadas taxas de transporte e uso da malha de distribuição. Isto poderia trazer lucros enormes para a empresa de São Paulo, porém, se a política da empresa for a não intervenção na área do Paraná, o negócio estaria totalmente inviabilizado.

Portanto, sem dúvida, este critério, que também advém da recente liberdade adquirida pelas mudanças institucionais ocorridas no setor elétrico brasileiro, deve ser levado em conta quando da análise de empreendimentos.

Transformar este atributo em um valor monetário não é uma das tarefas mais fáceis, porém, se houver uma situação pré-definida e amplamente conhecida, o decisor poderá facilmente atribuir uma nota ao atributo, ou um valor de relativo de importância em relação a outro atributo. Vários métodos para a previsão de resultados de problemas de múltiplos objetivos, englobando a variável política, já foram desenvolvidos, entre eles, a análise paretiana, a teoria elementar de jogos e algoritmos de voto-troca (COHON, 1978).

Durante o desenvolvimento dos trabalhos o tema será amplamente estudado e uma metodologia de fácil aplicação será desenvolvida.

### **3.3.3. Minimização dos Danos ao Meio Ambiente**

“Entre as diferentes variáveis que afetam o ambiente dos negócios, a preocupação ecológica da sociedade tem ganho um destaque significativo em face de sua relevância para a qualidade de vida das populações.

De forma geral, os países começam a entender que as medidas de proteção ambiental não foram inventadas para impedir o desenvolvimento econômico. Muitos países têm inserido, em seus estudos de desenvolvimento, modelos de avaliação de impacto e custos/benefícios ambientais na análise dos projetos econômicos, que têm resultado em novas diretrizes, regulamentações e leis na formulação de suas políticas e na execução de seus projetos de governo.

Tal iniciativa acarreta nova visão na gestão dos recursos naturais, a qual possibilita, ao mesmo tempo, eficácia e eficiência na atividade econômica e mantém a diversidade e a estabilidade do meio ambiente.<sup>37</sup>

“Tradicionalmente, as exigências referentes à proteção ambiental eram consideradas um freio ao crescimento da produção, um obstáculo jurídico legal e demandante de grandes investimentos de difícil recuperação e, portanto, fator de aumento dos custos de produção. Começa a ficar patente que a despreocupação com os aspectos ambientais pode traduzir-se no oposto: em aumento de custos, em redução de lucros, perda de posição no mercado e, até, privação da liberdade ou cessação das atividades. Meio ambiente e sua proteção estão se tornando oportunidades para abrir mercados e prevenir-se contra restrições futuras quanto ao acesso a mercados internacionais.”<sup>38</sup>

A consciência ambiental no setor elétrico brasileiro é um evento relativamente recente, posto que somente a poucos anos atrás começou-se a falar de relatórios de impacto ambiental para usinas. “A importância dos aspectos socioambientais nos custos dos empreendimentos era antes desconsiderada. Porém, uma nova cultura brasileira vem impondo atenções às consequências dos projetos sobre o ambiente, o que elevou os

---

<sup>37</sup> DONAIRE, Denis. “Gestão ambiental na empresa”, São Paulo: Atlas, 1995, pág. 28.

dispêndios dos estudos sociais e ecológicos a patamares entre 5% e 20% do custo dos estudos de engenharia. A estimativa dos custos socioambientais sobre os da obra são da ordem de 10% a 25%, ainda que desmentidos por exemplos isolados<sup>39</sup>.

Este posicionamento dos valores ambientais frente aos empreendimentos de geração será, sem dúvida, um aspecto a ser considerado quando da tomada de decisão.

Porém, alguém poderia perguntar: Quando um empreendimento é selecionado para estudo, os custos ambientais já não estão inclusos? Parte deles sim, mas, outros custos ambientais podem surgir à medida em que as alternativas em estudo afloram. Por exemplo, para o cumprimento dos contratos de venda de energia, uma usina, em época de estiagem e sem reservatório, poderia comprar energia de outro produtor, do mercado de curto prazo, ou optar por construir uma pequena térmica para gerar energia complementar. Uma destas alternativas é mais danosa ao ambiente que as outras, e isto não têm qualquer implicância no projeto físico da usina hidrelétrica.

Além disso, o ganho de determinados grupos em licitações de usinas poderia ser altamente vinculado à inclusão ou não de projetos sócio-ambientais não constantes do projeto básico. Poderia ser um adicional altamente atrativo para o órgão encarregado das concessões.

Outro aspecto que merece ser, mais uma vez, frisado, é o de que a proteção do meio ambiente não deve ser pensada em termos de despesas e custos a fundo perdido. Em uma pesquisa recente realizada entre empresários de vários setores econômicos da

---

<sup>38</sup> DONAIRE, Denis. “Gestão ambiental na empresa”, São Paulo: Atlas, 1995, pág. 35.

<sup>39</sup> MÜLLER, Arnaldo C. “Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento”, São Paulo: Makron Books, 1995, pág. 1. Sobre os exemplos isolados, o autor cita AMARAL, A. C. “Aspectos socioambientais no

Alemanha, foi constatado que a proteção ao meio ambiente influencia fortemente os objetivos empresariais, perpassando desde a imagem da firma junto à opinião pública até o lucro da empresa, de acordo com a tabela 2.<sup>40</sup>

ASPECTO INFLUENCIADO	%
Imagem junto à opinião pública	87
Motivação dos empregados	72
Marketing e atendimento	63
Sobrevivência	60
Qualidade de oferta	58
Competitividade	52
Crescimento empresarial	46
Vendas	44
Participação no mercado	44
Lucro da empresa	28

Tabela 1 - Proteção do meio ambiente e objetivos empresariais  
Visão dos empresários de como a proteção do meio ambiente  
influencia nos objetivos empresariais

O atributo ambiental pode ser quantificado ou qualificado de várias formas, principalmente quando se está frente a um empreendimento de geração de energia elétrica, já que não existe uma metodologia já amplamente definida.

Poderia ser adotado, por exemplo, um quadro com o que está na página seguinte<sup>41</sup>, em que valores quantitativos são atribuídos a diversos tópicos relacionados à questão ambiental, extraído-se um valor global referente à determinada alternativa de investimento. Cabe frisar que o quadro citado não foi criado para empresas do Setor Elétrico, mas visa tão somente criar um exemplo.

---

projeto e construção de usinas hidrelétricas”. Revista Brasileira de Engenharia, CBGB, 1992. Vol. 4, nº 2, pp. 135-159.

<sup>40</sup> JUCHEM, Peno Ari. “Introdução à gestão, auditoria e balanço ambiental para empresas”, Curitiba: 1995, pág. 28. Os dados da tabela têm como fonte ÖKO-MANAGER 2000. UVP-Report, Hamm, n. 4, 1994, p. 190.

<sup>41</sup> O quadro a seguir encontra-se na pág. 52 de DONAIRE (1995) - ver nota 45 - que, por sua vez, cita como fonte NORTH, K. “Environmental business management”. Genebra: ILO, 1992.

EMPRESAS AGRESSIVAS  (ALTA POLUIÇÃO)	CLASSIFICAÇÃO					EMPRESAS AMIGÁVEIS  (BAIXA POLUIÇÃO)
	1	2	3	4	5	
<b>1. RAMO DE ATIVIDADE</b>						
<b>2. PRODUTOS</b>						
- Matérias primas não renováveis						- Matérias primas renováveis
- Não há reciclagem						- Reciclagem
- Não há aproveitamento de resíduos						- Reaproveitamento de resíduos
- Poluidores						- Não poluidores
- Alto consumo de energia						- Baixo consumo de energia
<b>3. PROCESSO</b>						
- Poluente						- Não poluentes
- Resíduos perigosos						- Poucos resíduos
- Alto consumo de energia						- Baixo consumo de energia
- Ineficiente uso dos recursos						- Eficiente uso dos recursos
- Insalubre aos trabalhadores						- Não afeta trabalhadores
<b>4. CONSCIÊNCIA AMBIENTAL</b>						
- Consumidores não conscientes						- Consumidores conscientes
<b>5. PADRÕES AMBIENTAIS</b>						
- Baixos padrões						- Altos padrões
- Não obediência às restrições						- Obediência às restrições
<b>6. COMPROMISSO GERENCIAL</b>						
- Não comprometido						- Comprometido
<b>7. NÍVEL DE CAPAC. DO PESSOAL</b>						
- Baixo						- Alto
- Acostumado a velhas tecnologias						- Voltado p/ novas tecnologias
<b>8. CAPACIDADE DE PLAN. E DESENV.</b>						
- Baixa criatividade						- Alta criatividade
- Longos ciclos de desenvolvimento						- Curtos ciclos de desenv.
<b>9. CAPITAL</b>						
- Ausência de capital						- Existência de capital
- Pouca possibilidade de empréstimos						- Alta possibilidade de emprést.

CLASSIFICAÇÃO:

1 = EMPRESA MUITO AMEAÇADA PELA QUESTÃO AMBIENTAL

5 = QUESTÃO AMBIENTAL CONSTITUI OPORTUNIDADES DE CRESCIMENTO

Tabela 2 - Posicionamento da empresa em relação à questão ambiental  
Exemplo de definição do critério ambiental

Outra forma que pode ser adotada para o estudo e definição do critério ambiental é através do uso de indicadores ambientais. Sabe-se que indicadores podem tomar várias

formas e também podem exigir um elevado grau de detalhamento, principalmente se deseja abranger todos os possíveis impactos provenientes de um empreendimento.

Porém, para facilitar os estudos, prima-se pela simplicidade do método, posto que o que se procura é um modelo para tomada de decisões e, quase sempre, o decisor não terá em mãos todos os valores relevantes, como, por exemplo, a quantidade de nitratos presente na água ou a sismicidade do local do aproveitamento.

Alguns elementos quantitativos, como áreas alagadas, população atingida, etc., podem ser objeto de apreciação, mas o que é mais importante na análise é o posicionamento do empreendimento frente aos organismos governamentais e não-governamentais, que podem atrasar ou até vetar o empreendimento.

#### **3.3.4. Melhora de Eficiência Energética da Empresa**

A eficiência energética ou confiabilidade elétrica está presente em vários planos, desde a usina individualizada e sua configuração física, sua capacidade de manutenção dos contratos frente a fatores não previsíveis, até o nível regional e nacional, envolvendo o risco de déficit e critérios afins.

O estabelecimento deste tópico como atributo varia em muito de acordo com a configuração de investidores no empreendimento.

Uma usina construída por uma empresa pública, por exemplo, dará grande ênfase à necessidade de se diminuir o risco de déficit, pelo menos em seu sistema.



Já um grupo interessado em produção independente, de maneira empresarial, pouco valor dará aos reflexos que sua usina terá na confiabilidade do sistema, em regra.

Porém, neste caso, surge o poder regulador do Estado, que pode exigir determinados níveis de confiabilidade ou operações especiais em situações adversas, constituindo uma restrição importante, cujos reflexos no fluxo de caixa devem ser considerados.

Além disso, no caso de projetos a serem efetuados por empresas já constituídas, com geração própria ou distribuição, os impactos do novo empreendimento em seu sistema, configurando um aumento ou diminuição da confiabilidade ou da qualidade da energia fornecida, merece consideração.

### **3.3.5. Adequação ao Modelo Institucional e Competitividade no Mercado**

O modelo institucional do setor elétrico brasileiro está, conforme visto anteriormente, em processo de grande transformação. Falar em adequação ao modelo como um atributo a ser considerado na análise de empreendimentos torna-se, portanto, indispensável.

Todavia, a adequação às regras institucionais não abrange somente a viabilidade legal sob o ponto de vista atual. Todo o lapso de tempo em que o projeto está inserido, com construção e operação, merece consideração.

Quando se fala em adequação legal, um empreendimento só pode possuir duas características: ou é legalmente possível, o que desde já atende o atributo com peso



máximo; ou o empreendimento é ilegal em suas características, o que inviabiliza o próprio projeto.

Porém, quando for utilizado o modelo atual, e suas previsões para o futuro, para estabelecer características comerciais e estratégias de atuação no mercado, este atributo adquire outras dimensões.

Um exemplo simples é a necessidade de se estabelecer o fluxo de receitas dos empreendimentos de geração baseando-se nas possibilidades de comercialização. Além dos destinos tradicionais da energia, as distribuidoras, existe disposição legal que estabelece faixas de mercado consideradas não-cativas em determinados anos. O mercado possível dos novos empreendimentos de geração, considerando-se os consumidores finais, é variável, em tamanho, ao longo do tempo, posto que a legislação determinou tamanhos de consumidores que podem ser considerados livres ao longo dos anos. As estratégias de um grupo investidor frente a este dispositivo podem ser várias.

Qualquer que seja a estratégia adotada nos planos de comercialização dos empreendimentos, estes devem considerar a variabilidade do mercado possível ao longo do tempo para obter, não só um fluxo de caixa mais adequado à realidade, mas também uma adequação às previsões e disposições do modelo institucional do setor elétrico.

Nota-se que algum trabalho de previsão por parte do decisor torna-se necessário. Além disso, outros fatores de adequação também devem ser considerados, como, por exemplo, as taxas, impostos e outros encargos legais.

Estes elementos serão estudados e sua interação com os demais atributos será diagnosticada, propondo-se uma metodologia de análise, quantitativa ou qualitativamente.

A competitividade no mercado se dá, basicamente, pela tarifa ou preço que pode ser praticado e que garanta a viabilidade do empreendimento.

Mas o mercado também é variável no tempo e espaço. No espaço, pelas diferenças regionais nos custos de geração: enquanto o custo médio no Paraná é baixo, o do Acre é extremamente elevado, portanto, usinas mais caras, inviáveis aqui, são viáveis e atrativas naquele Estado. No tempo, pelo aumento gradativo do custo de geração pela inserção de novas usinas mais caras e pela liberação da energia velha, aquela constante dos contratos iniciais regulados pela Lei nº 9.648, de 27/05/98, para comercialização em preços de mercado.

É preciso conhecer o comportamento dos custos e tarifas praticáveis ao longo do tempo, para si, para outras concessionárias e para o país como um todo. Este conhecimento dá a idéia da competitividade.

Este atributo está também intimamente ligado à localização do empreendimento e aos seus potenciais clientes, bem como aos níveis de preço praticados.

Quanto à localização, é de fácil entendimento que usinas localizadas em regiões com carência de energia estarão em situação privilegiada em relação a outras localizadas em regiões densamente atendidas. Por exemplo, uma usina localizada no Mato Grosso, local onde existem grandes problemas de falta de energia, principalmente frente aos níveis de crescimento de consumo verificados, terá uma importância estratégica muito maior que uma usina localizada no Paraná, que é atendido de forma bastante satisfatória.

Este privilégio de localização é, também, afetado pela capacidade de transmissão e pela presença de consumidores potenciais.

Com relação aos níveis de preço praticados, é bastante razoável colocar-se que, em se tratando de grandes consumidores de alta tensão, estando a energia no mesmo grau de qualidade, o preço é o elemento preponderante quando da escolha do fornecedor. Assim, estes consumidores, considerados livres pela legislação, poderiam ser atraídos por um nível de preço mais baixo, optando pelo novo empreendimento.

Nesse sentido, a importância estratégica do empreendimento é explicitada pelo grau de concorrência que poderá ser praticado, em função de sua localização e custos.

### **3.3.6. Qualidade dos Parceiros**

Os parceiros, e a necessidade de tê-los, surgiram das deficiências de autofinanciamento do setor elétrico. A inserção da iniciativa privada e a característica capital-intensiva dos empreendimentos de geração de energia elétrica favorecem, se não tornarem absolutamente necessária, a formação de consórcios de investidores.

Outra razão que levou empresas distribuidoras, que tem uma posição econômico-financeira forte, a procurar as parcerias, é aumentar seu nível de competitividade no mercado e utilizar seu porte, tradição e eficiência como elementos para alavancar um número bastante grande de empreendimentos, o que pode aumentar bastante sua rentabilidade.

As condições em que estas parcerias acontecem podem ser as mais variadas, podendo se configurar, por exemplo, em consórcio de autoprodutores, em grupos interessados apenas no retorno financeiro, em sociedades em que uma concessionária

busca a viabilidade financeira do empreendimento, em grupos de empresas do setor que buscam o aproveitamento conjunto de determinada usina, etc.

No contexto desta dissertação, o decisor é um destes associados, portanto, será necessária a possibilidade de análise da confiabilidade dos demais parceiros.

O conceito de confiabilidade, assim, adquire características diversas do aspecto emocional ou, por outro lado, tão somente econômica. A confiabilidade vai além, passando, inclusive, pela experiência do parceiro dentro do setor.

Além disso, a capacidade de honrar os compromissos assumidos contratualmente, baseados na capacidade de endividamento, comprometimento do capital, etc., deve ser considerada em alta conta.

Para a análise da confiabilidade dos parceiros, é preciso dispor de um método que não necessite de dados de difícil aquisição, mas que permita fazer uma análise relativamente detalhada.

Para tanto, sugere-se uma valoração qualitativa e quantitativa, podendo chegar até à análise de balanços dos proponentes, afinal, um parceiro insolvente não merece a mesma consideração de um parceiro capitalizado.

Um dos elementos mais importantes com relação ao comportamento de parceiros que tem se observado é a resignação a termos inatingíveis ou a condições altamente desfavoráveis aos demais parceiros. Negociações obtusas e presença de pactos antenegociais tendem, com o tempo, a causar a estagnação das negociações e, conseqüentemente, do empreendimento. Casos em que a negociação se dá de forma clara

para todos, onde todas as cartas são postas sobre a mesa tendem a ter um andamento mais acelerado e satisfatório, afinal, a parceria importa no benefício de todos.

## **4. O FLUXO DE CAIXA DO EMPREENDIMENTO COMO FERRAMENTA BÁSICA**

### **4.1. NOTAS INTRODUTÓRIAS**

Quando se considera um conjunto de atributos de relevância para a tomada de uma decisão, raramente o fluxo de caixa deixa de ser o mais importante.

Sabe-se que, com a rapidez com que caminham as mudanças no setor elétrico nacional, deve ser possível a qualquer agente ter em mãos ferramentas úteis o mais rápido possível, de modo a poder enfrentar os novos desafios com meios que forneçam análises rápidas e coerentes dos mais diversos problemas que venham a surgir.

Deste modo, o texto a seguir traz uma rápida citação de grande parte dos elementos que devem ser considerados na fase de desenvolvimento de um fluxo de caixa básico, mostrando as idéias que o norteiam e as expectativas de resultados.

### **4.2. COMPONENTES DO FLUXO DE CAIXA**

#### **4.2.1. O capital para a realização da obra**

Para que seja possível o início de qualquer projeto de geração, no contexto de retorno financeiro adequado, é necessário que ele seja, no mínimo, financeiramente viável. Sem o capital para a construção da usina, não se pode falar em custos e benefícios futuros. Deste modo, a parte inicial do estudo de viabilidade financeira de uma usina hidrelétrica versa sobre a composição e inter-relacionamento entre os diversos tipos de operações

possíveis de garantir as verbas necessárias à construção e operação do empreendimento em sua fase inicial; atividade esta frequentemente chamada de “engenharia financeira” do projeto.

Deve-se atender esta diversidade com as seguintes opções, entre outras:

- utilização do capital próprio da empresa;
- parcerias com investidores, podendo ser privados ou outras concessionárias públicas, incluindo as regras para a participação societária como, por exemplo, pagamento em energia ou em dividendos de ações;
- financiamentos captados interna ou externamente, com as suas mais variadas características, levando em consideração no mínimo a taxa de juros, prazos de carência e amortização;
- venda antecipada de energia elétrica, dentro de padrões específicos de garantia;

#### **4.2.1.1. O capital próprio**

O capital próprio da empresa é o montante extraído do próprio caixa da empresa e seu fluxo é basicamente o seguinte:

- i. Em um primeiro momento, durante a construção da usina, os valores saem do caixa, no total da participação da empresa frente aos seus parceiros, levando-se em conta os financiamentos tomados, em caráter particular, para a realização de etapas específicas da obra;

- ii. Após a conclusão da usina e início da operação, os valores correspondentes à participação da empresa nas receitas voltam ao caixa, compondo o restante do fluxo de caixa parcial, referente ao capital próprio.

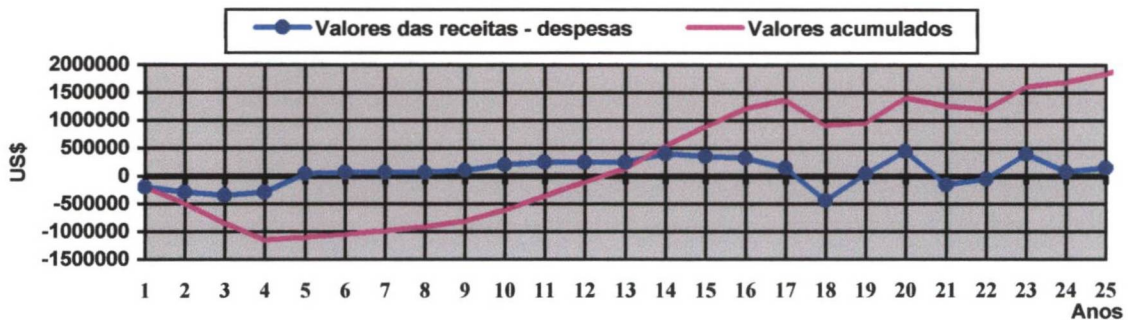


Figura 4 - Exemplo do fluxo de caixa relativo ao capital próprio

O capital próprio é dependente do percentual de participação da empresa no empreendimento e dos financiamentos captados.

Em todos os casos, um valor importante de entrada é a taxa alternativa de remuneração do capital, que representa a taxa de remuneração esperada caso o capital fosse investido de outro modo.

#### 4.2.1.2. *Parcerias*

A parceria tem se mostrado como o principal ente viabilizador dos grandes investimentos hidrelétricos atuais. Isso se deve à mudança de paradigma do setor elétrico brasileiro, com a crescente importância da iniciativa privada, a dificuldade de captação de recursos por parte das concessionárias públicas e autofinanciamento de projetos de grande porte. Deste modo, a inclusão da possibilidade de implantação de parcerias se torna indispensável.



O fluxo de caixa das parcerias, por constituir-se de uma percentagem dos custos e benefícios do empreendimento, é muito semelhante ao do capital próprio.

Porém, olhando-se sob o ponto de vista do empreendimento, tem-se de inverter os valores, caracterizando uma entrada do capital durante a construção da usina e saídas gradativas ao longo de sua operação (caso seja gerada receita).

A figura abaixo procura demonstrar essa diferença. Nota-se que, enquanto a saída de capital do caixa da parceira tem um valor negativo, esse mesmo valor entra no caixa do empreendimento como positivo. Isto ocorre porque o empreendimento tem vida própria, independente da concessionária e de seus parceiros.

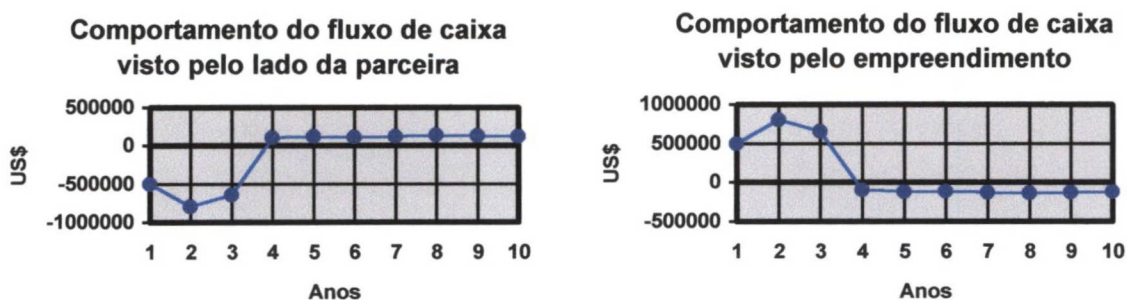


Figura 5 - Visualização gráfica da diferença no fluxos de caixa do empreendimento e das parcerias, quando do aporte de capital.

Os principais elementos definidores do item “parcerias” ou “investidores” são:

- A percentagem de participação no pagamento dos custos do empreendimento;
- A maneira que esta participação se efetiva, se por um pagamento total em determinada data ou por entradas distribuídas no tempo, de acordo com as necessidades;
- A forma de participação das parcerias nas receitas do empreendimento; i.e., o pagamento pode ser feito em blocos de energia (o parceiro é um autoproductor), por dividendos de ações, ou ainda, por retiradas anuais de parcela do lucro líquido do investimento;

- A taxa alternativa de remuneração, de modo que seja possível o cálculo da atratividade do empreendimento frente a outros tipos de investimento.

#### 4.2.1.3. *Financiamentos*

Os financiamentos são uma espécie de captação de recursos, geralmente de longo prazo, que limitam a necessidade de associação e, conseqüentemente, determinam uma propriedade mais ampla do empreendimento, ou seja, quanto mais se financia, menos precisa de parceiros.

Como são contratos específicos e de grande monta, são caracterizados individualmente. Os principais aspectos inerentes a este tipo de tomada de capital devem ser considerados no modelo; i.e., a maneira do aporte do capital, se localizado ou distribuído anualmente, a carência e o meio de pagamento.

O quadro abaixo mostra a variabilidade entre alguns tipos de financiamentos possíveis para projetos do contexto em estudo.

<b>PRINCIPAIS FONTES DE FINANCIAMENTO E SUAS CARACTERÍSTICAS</b>		
<b>INSTITUIÇÃO</b>	<b>VALORES</b>	<b>PRAZO DE PAGAMENTO</b>
Agências de exportação	-	até 12 anos após a conclusão
World Bank	US\$ 250.000.000,00	até 15 anos
Bancos comerciais	-	10 anos
Mercado de capitais	-	10 anos

Tabela 3 - Possíveis fontes de financiamento para obras do Setor Elétrico.<sup>42</sup>

Os valores referentes aos financiamentos são considerados no fluxo de caixa do empreendimento como um todo e da concessionária (tomadora), diminuindo a necessidade de capital próprio, vendas futuras e parcerias. Os financiamentos captados pelas parcerias

<sup>42</sup> Citadas por Ronnie Vaz Moreira (ABN-AMRO Bank), em palestra realizada no Seminário sobre a reforma do Setor Elétrico, em Foz do Iguaçu, PR, 31/05/96.

não devem ser considerados, posto que não afetam o empreendimento ou a concessionária. Eventualmente, eles poderão influenciar as condições impostas pelos parceiros para participação no empreendimento.

#### ***4.2.1.4. Venda antecipada de energia***

Este meio de captação de recursos já foi utilizado por algumas empresas para viabilizar empreendimentos de geração.

Trata-se de venda de blocos de energia, através de contratos bem definidos, com pagamento antecipado, onde são consideradas taxas de retorno, tarifas futuras, etc.

O principal fator positivo desta opção é de que se trata de contrato comercial, não sendo oferecida participação no capital do empreendimento, a não ser, talvez, como garantia do contrato, no caso de inadimplência.

#### ***4.2.1.5. Participação em serviços***

A participação em serviços pode ocorrer de inúmeras maneiras e, basicamente, refere-se à utilização de pessoas ou empresas com larga competência, para participar do empreendimento, porém, sem aporte de capital, mas com serviços específicos.

Por exemplo, a uma dada empreiteira poderia ser dada uma participação de x% no empreendimento pelo serviço de gerenciamento da construção da usina. Como outro exemplo, um grupo de empresários poderia ceder y% da propriedade de determinada usina a uma determinada concessionária, desde que ela opere a usina e garanta a venda da energia.

Esta modalidade de participação pode vir a tornar-se bastante importante, principalmente se o capital investido na expansão do setor for proveniente de investidores não especializados ou empresas que não têm como objeto a geração de energia.

#### **4.2.2. Os custos**

Os custos do empreendimento dividem-se, basicamente, em custos durante a construção e custos de operação e manutenção (O&M), além dos encargos incidentes.

Devido à algumas dificuldades em se obter valores exatos para entrada de dados referentes aos custos, avalia-se preliminarmente, que o decisor pode ter à disposição duas alternativas para a entrada de valores:

- i. Entrada mediante custos estimados, sendo, para o tempo de construção, em US\$/MW instalado e, para O&M, em US\$/MWh gerado<sup>43</sup>.
- ii. Entrada dos valores segundo o plano de contas da Eletrobrás (utilizado como um modelo adequado), para custos durante a construção, e por um plano de contas padrão do empreendedor, para O&M.

##### ***4.2.2.1. Custos durante a construção***

Como mencionado acima, os custos durante a construção poderão ser fornecidos de duas maneiras, sendo a primeira, através do custo total dividido pela potência instalada da usina (US\$/MW), a segunda, através do plano de contas da Eletrobrás.

O plano de contas padrão Eletrobrás compõe-se das seguintes contas:

---

<sup>43</sup> Não estão inclusos nestes custos os encargos com impostos e amortização da dívida e do capital, que são tratados à parte.

10. Terrenos e servidões
11. Estruturas e benfeitorias
12. Reservatório, barragem e adutoras
13. Turbinas e geradores
14. Equipamentos elétricos e acessórios
15. Diversos equipamentos da usina
16. Estradas de rodagem, de ferro e pontes
17. Custos indiretos

Pode ser feita uma distribuição temporal destes custos, mediante valores percentuais anuais definidos pelo decisor ou por um modelo padrão.

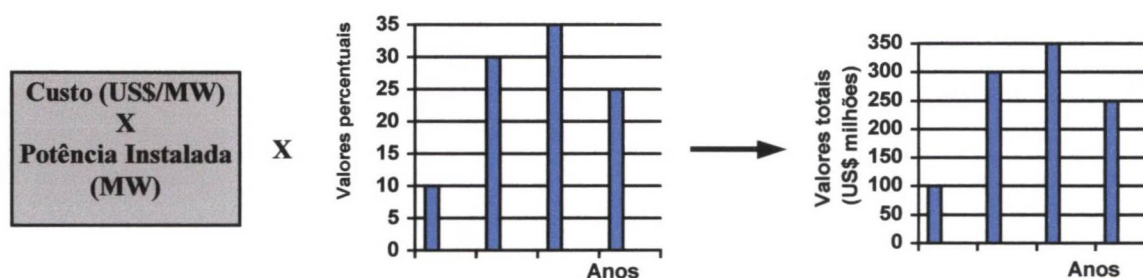


Figura 6 - Esquema possível de ser utilizado para avaliação dos custos durante a construção

#### 4.2.2.2. Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) constituem os gastos anuais da usina após sua entrada em operação. Estes custos englobam a operação propriamente dita da usina, as manutenções realizadas nos equipamentos, gastos com administração, transporte, etc.

Como já mencionado, pode-se optar por duas maneiras de fixar estes custos: a primeira, através da determinação do custo anual dividido pela energia gerada durante o mesmo ano (US\$/MWh), isto porque os custos de operação e manutenção guardam estreita relação com a energia gerada pela usina<sup>44</sup>; a segunda, através de um plano de contas para

<sup>44</sup> Deve-se ter muito cuidado com a fixação de custos de operação e manutenção de acordo com a energia gerada ou com a potência instalada. No caso de uma usina térmica, o custo do combustível faz com que a relação geração x custo seja mais visível. Para uma usina hidráulica, os custos de operação e manutenção geralmente são mais constantes em função da potência instalada.

determinar estes gastos anuais, a ser elaborado de acordo com critérios previamente fixados.

À título de ilustração, tem-se a Tabela 4, que mostra os custos de operação e manutenção das usinas de Segredo (UHS) e Foz do Areia (GBM).

	Nº EMPREG.		USINA		VILA RESIDENCIAL			TOTAL		
	UHS	GB M	%	UHS	GBM	%	UHS	GBM	UHS	GBM
Operação	23	23	100	78.193	82.565	0	0	0	78.193	82.565
Manut. Mecânica/Elétrica	39	41	100	136.837	133.921	0	0	0	136.837	133.921
Escritório Técnico	4	5	100	14.949	15.032	0	0	0	14.949	15.032
Administração *	17	17	50	31.065	31.065	50	31.065	31.065	62.130	62.130
Transporte	8	12	53	15.045	34.470	47	13.298	30.568	28.343	65.038
Áreas Verdes	1	2	10	3.226	1.728	90	29.041	15.559	32.267	17.287
Manutenção Civil	4	8	10	6.997	4.430	90	62.981	39.875	69.978	44.305
Segurança Trabalho *	1	1	60	3.422	3.422	40	2.282	2.282	5.704	5.704
Segurança Patrimonial	16	10	50	19.415	12.512	50	19.415	12.512	38.830	25.024
Almoxa. de Materiais *	4	4	80	7.988	7.988	20	1.997	1.997	9.985	9.985
Hotel	2	3	0	0	0	100	29.866	29.988	29.866	29.988
Refeitório	2	3	50	14.933	14.994	50	14.933	14.994	29.866	29.988
Telefonia *	3	3	50	3.133	3.133	50	3.133	3.133	6.266	6.266
Escola	36	18	0	0	0	100	92.338	44.829	92.338	44.829
Ambulatório	10	8	0	0	0	100	57.773	38.871	57.773	38.871
Recreação Lazer *	1	1	0	0	0	100	6.864	1.864	6.864	1.864
ETA *	4	2	20	2.939	2.193	80	11.757	8.772	14.696	10.965
<b>TOTAL</b>	<b>175</b>	<b>161</b>	<b>100</b>	<b>338.142</b>	<b>347.453</b>	<b>100</b>	<b>376.743</b>	<b>276.309</b>	<b>714.885</b>	<b>623.762</b>
<b>GERAÇÃO MÉDIA (MAR/ABR) EM MWh</b>				<b>753.644</b>	<b>865.388</b>					
<b>CUSTO DE GERAÇÃO POR "MWh"</b>				<b>0,45</b>	<b>0,40</b>				<b>0,95</b>	<b>0,72</b>

Obs.:

- Atividades atribuídas à Usina e Vila foram distribuídas conforme percentual apontado na tabela.
- Considerados custos médios de Março e Abril de 1996.
- Considerados como "custos" os valores gastos com:
  - mão-de-obra COPEL ( remuneração + 85% de encargos)
  - Materiais diversos
  - Serviços de terceiros
  - Despesas de viagem
- Para custo unitário de geração (exploração), considerados:
  - Custos apontados em 3, dividido pela geração (MWh) média de março e abril de 1996
  - Não considerados custos de:
    - . Remuneração do investimento
    - . Quota de depreciação
    - . Reserva global de investimento
    - . Compensação Financeira
- Custos estimados para GBM (\*)
- Custo mensal dos programas ambientais em UHS (EEEIS e MUSEU) = R\$ 22.910,00

Tabela 4 - Custos de administração, operação e manutenção para Segredo e Foz do Areia<sup>45</sup>

<sup>45</sup> Extraído de material entregue no Curso de Especialização em Gestão Técnica em Concessionárias de Energia Elétrica (COPEL-UFPR)

#### **4.2.2.3. Encargos**

Os encargos principais devem ser calculados separadamente, ano a ano, segundo as leis vigentes, e são basicamente os seguintes<sup>46</sup>:

- ⊖ Reserva anual de reversão (extinta pela Lei nº 9.648/98)
- ⊖ Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos
- ⊖ Conta de consumo de combustíveis (extinta pela Lei nº 9.648/98)
- ⊖ Pagamento pela outorga da concessão
- ⊖ PIS
- ⊖ Cofins
- ⊖ Contribuição social
- ⊖ Imposto de renda

#### **4.2.2.4. Compra de energia**

A necessidade de compra de energia está muito ligada à necessidade de cumprimento dos contratos de fornecimento firmados pela empresa.

O novo modelo institucional possibilita a comercialização, por exemplo, no mercado de curto prazo, logo, uma hidrelétrica, frente a problemas de estiagem e sem capacidade de gerar a energia contratada previamente, poderia ser obrigada a comprar energia de outro produtor ou desse mercado de curto prazo, evitando o pagamento de multas que onerariam ainda mais a empresa.

Além disso, a existência do mecanismo de realocação de energia – MRE, e sua influência no fluxo de caixa deve ser claramente analisada, principalmente em picos de estiagem.

### 4.2.3. Os benefícios

Os benefícios de uma usina hidrelétrica são muito dependentes das regras de operação e regime hidrológico do local do aproveitamento, quando trabalhando isoladamente. Quando interligada, surge a possibilidade de uma maior garantia de energia, i. e., operação complementar de térmica.

A caracterização do regime hidrológico é um problema bastante abrangente e de difícil solução, a não ser que sejam feitas algumas simplificações.

O caráter aleatório das vazões pode ser mais facilmente abordado, porém, a dificuldade se torna maior quando tem-se regras de operação de reservatório. Neste caso, seria necessário um modelo mais avançado de simulação, que tornaria inviável um programa na forma de uma planilha.

O fluxo de receitas, a princípio, pode ser objeto de entrada do modelo, sendo gerado por um método específico<sup>47</sup>, ou mediante a inserção de um vetor de valores elaborado pelo decisor.

Um exemplo simples de avaliação de receitas é a multiplicação da energia produzida pela usina pelo preço esperado de venda da energia no mercado.

#### 4.2.3.1. Comercialização da energia gerada e comprada

A comercialização da energia entre empresas era, até recentemente, um fator de grande discórdia no Setor. As regras dos contratos e as quantidades não eram amplamente

---

<sup>46</sup> Fonte: Encargos e impostos inclusos na tarifa de energia elétrica - Andrade Gutierrez - 1996



negociadas, bem como os preços. Além disso, a inadimplência de várias concessionárias impactou negativamente nessa modalidade de negócios.

Porém, com a desverticalização das empresas e a abertura de novos negócios na geração, os contratos tem suas portas abertas novamente. Estes contratos podem ser de longo, médio e curto prazos, dependendo das necessidades do comprador e das disponibilidades do gerador.

Com o advento das bolsas de energia e do mercado de curto prazo, a comercialização poderá ter grande alavancagem, tornando-se a base de receita de muitos empreendimentos e, para tanto, deve ser considerado no fluxo de receitas.

#### ***4.2.3.2. Tarifas e preços***

Para um modelo de análise econômica como o fluxo de caixa, as tarifas (quando a comercialização for regulada como serviço público) ou preços (quando houver livre negociação) podem ser dados de entrada ou resultados. Como entrada, servem para estabelecer a remuneração dos investidores e do capital próprio, dentro do fluxo de caixa calculado.

Caso essa remuneração seja fixada pelo decisor, os resultado será a composição tarifária necessária (entre os diversos tipos de energia) para a remuneração dada. Neste caso, pode-se até fazer uma hierarquização econômica entre alternativas, por comparação.

---

<sup>47</sup> Este método específico o qual se faz menção é objeto de estudo em uma dissertação sobre fluxo de receitas de empresas de energia elétrica dentro do novo modelo institucional, em elaboração por Fernando C. Umbria.

#### **4.2.4. Regras de operação e critérios de racionamento**

Existe a possibilidade de algum critério de operação ou de racionamento intervir fortemente na capacidade de geração da usina em determinado período de tempo.

Além da intervenção na geração, poderão também existir custos adicionais, como multas pelo não fornecimento ou pelo não cumprimento dos contratos firmados de venda de energia.

A inclusão desta interferência na análise deve ser possível, de acordo com parâmetros rigorosamente estabelecidos.

### **4.3. O MODELO DO FLUXO DE CAIXA**

#### **4.3.1. Generalidades**

Durante o desenvolvimento dos trabalhos de dissertação, buscou-se a elaboração de um modelo que permitisse uma melhor idéia do tema e, para tanto, optou-se por definir as características da ferramenta básica de análise, qual seja, um método para análise do fluxo de caixa de empreendimentos ligados à geração de energia elétrica.

Nesta fase, todos os tópicos já mencionados acima foram bastante estudados, de modo a possibilitar uma compreensão ampla da problemática que envolve o tema em questão e após muitos estudos, concluiu-se por um modelo bastante útil, confeccionado em planilha de cálculo Excel, utilizado durante os trabalhos conclusivos desta dissertação.

#### 4.3.2. O Uso da Planilha de Cálculo Excel

No intuito de desenvolver um *software* que tenha a capacidade de analisar os múltiplos fatores que podem influenciar a tomada de decisões no tocante à geração de energia hidrelétrica, iniciaram-se os trabalhos de confecção de uma pasta de trabalho *excel*, para uso em microcomputadores e de fácil compreensão para o usuário.

A utilização do programa *excel* foi considerada favorável, pois envolve um pequeno grau de programação propriamente dita e facilita os cálculos com muitos valores. Várias planilhas podem ser facilmente vinculadas por fórmulas e macros, e a apresentação dos resultados e entrada dos valores pode ser feita, a princípio, por uma *interface* gráfica, através de caixas de diálogo, também na forma de macros.

Procurou-se facilitar a interface do usuário com o programa, através de macros que possibilitem a entrada dos mais diversos dados e direcionem o usuário de acordo com as decisões tomadas.

Uma vez que os dados de entrada estejam completos, as planilhas, todas interligadas mediante fórmulas e procedimentos, calculam todos os valores necessários e fornecem os resultados de acordo com o desejo do usuário.

As informações são processadas e analisadas pela planilha, que estabelece fluxos de caixa e calcula os principais indicadores financeiros necessários para o estabelecimento de comparações e tomada de decisões.

Os resultados são fornecidos de acordo com o pedido do usuário, que poderá optar por analisar, por exemplo, o comportamento do capital próprio, sua taxa interna de retorno

(TIR), índices benefício/custo, os valores presentes e futuros do investimento feito, gráficos dos fluxos de caixa, etc.

### 4.3.3. Exemplo de aplicação

Os dados principais necessários a qualquer estudo de viabilidade econômica envolvem as características do empreendimento, do capital empregado na obra, seus encargos e suas receitas. Desta maneira, a tela inicial deste modelo envolve grande parte destes dados de entrada, quais sejam, as características básicas do empreendimento, do capital próprio e taxas de remuneração deste capital, conforme a figura abaixo.

	A	B	C	D	E	F
1	EMPREENDIMENTO: EXEMPLO			ALTERNATIVA: A		
2						
3	ANO DE INICIO DA CONSTRUÇÃO:			1996		
4	ANO DE INICIO DA OPERAÇÃO:			1999		
5	TEMPO DE CONSTRUÇÃO (ANOS):			3		
6	POTÊNCIA (MW):			20		
7	ENERGIA (MW médios):			15		
8	ENERGIA ANUAL (MWh):			131.400		
9	TARIFA (R\$/MWh):			40,00		
10						
11	VALOR TOTAL DA OBRA:			10.000.000,00		
12	PART. EM CAP. PRÓPRIO:			6.000.000,00		
13	PARTICIPAÇÃO EM SERVIÇOS:			1.000.000,00		
14	PART. EM FINANCIAMENTOS:			3.000.000,00		
15	PERÍODO DE ESTUDO (ANOS):			30		
16	TAXA DE DESCONTO:			16,00%		
17				CAPITAL PRÓPRIO		
18				DISTRIBUIÇÃO NO TEMPO		
19				ANOS	DESEMBOLSO	%
20				1996	2.000.000,00	33,33%
21				1997	2.000.000,00	33,33%
22				1998	2.000.000,00	33,33%
23				TOTAIS	6.000.000,00	100,00%
17				OUTRAS CARACTERÍSTICAS		
18	LIMPAR			FINANCIAMENTOS		
19	Juros de Const.			ENCARGOS		
20				TAXA DE REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO PARA CÁLCULO DOS JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO:		
21				14,00%		
21	FLUXO DE CAIXA			GRÁFICO		
22	Receitas por valores aproximados			O & M por valores aproximados		
23	Quero fornecer o fluxo de receitas			Quero fornecer os valores de O & M		

Figura 7 - Tela inicial do modelo

Cabe notar a inclusão de botões que, através de macros, direcionam o usuário a qualquer parte da pasta de trabalho. Todas as células de cor amarela são dados de entrada neste modelo, e as demais células são calculadas e fornecidas automaticamente.

No caso em questão, nomeou-se o empreendimento de “Exemplo”, alternativa “A”, com período de construção de três anos.

Os encargos são colocados em uma tabela à parte e, basicamente, constituem os impostos e taxas discutidos anteriormente.

Além destes, também há espaço para controle da depreciação e para a inclusão de um outro encargo qualquer que, para efeito de demonstração, foi nomeado de “Pagamento ao parceiro”, em uma taxa de 10% do faturamento bruto, correspondente à sua participação no capital total do empreendimento, de acordo com a figura 7.

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled "Fluxo.xls". The active worksheet is "GERAL". The table below is extracted from the spreadsheet, showing various charges and their rates. The table is located in the range of rows 29 to 38.

ENCARGOS			
30	PRAZO PARA DEPRECIÇÃO (ANOS):	30	CONTA DE CONS. DE COMB. (CCC): 2,00%
31	TAXA DE DEPRECIÇÃO:	3,33%	PISICONFINS: 2,65%
32	RGR - (ID):	2,50%	CONTRIBUIÇÃO SOCIAL: 7,41%
33	(RA):	3,00%	IMPOSTO DE RENDA - (<= 240.000,00): 15,00%
34	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA:	6,00%	(> 240.000,00): 25,00%
35	TARIFA DE REFERÊNCIA:	17,13	ANEEL: 0,50%
36	ENCARGO EM ABERTO		
37	NOME=	Pagamento ao parceiro	
38	PERCENTUAL S/A RECEITA BRUTA=	10,00%	

Below the table, there are three buttons: LIMPAR, GERAL, and RESULTADOS. The "GERAL" button is currently selected. Below the table, there are several lines of text providing instructions and definitions for the variables used in the table.

Obs:

1. A depreciação é calculada sobre a participação total no investimento (célula C13)
2. Os valores de RGR (RA), CCC, PISICONFINS, Contribuição Social e ANEEL são calculados sobre o lucro bruto anual.
3. O imposto de renda é calculado sobre o lucro líquido, retirada a Contribuição Social.
4. ID = Investimento depreciado
5. RA = Receita Anual

Figura 8 - Tabela referente aos encargos

As receitas operacionais, bem como as despesas de operação e manutenção (O&M) do empreendimento podem ser fornecidas de duas maneiras distintas.

A primeira envolve a entrada dos valores, ano a ano, por parte do operador do modelo, com base em conhecimento próprio ou cálculos realizados separadamente, tanto das receitas provenientes da venda de energia como das despesas de O&M.

Convém notar que, neste ponto, a usina pode ser tanto termelétrica como hidrelétrica, já que os efeitos de cheias e estiagens, operação de reservatórios, fluxo de combustíveis, etc., podem ser levados em conta em cálculos separados, fornecendo-se ao modelo apenas os vetores de valores correspondentes a cada ano.

O modelo também aceita uma metodologia simplificada para aferição destes valores. Para as receitas, multiplica-se os valores da energia anual gerada por uma tarifa de referência, fornecida na tela inicial. Para as despesas de O&M, é necessário a inclusão de um valor inicial, fornecido pelo usuário. Estes valores podem ser constantes por todo o período de análise ou podem ser variados, conforme uma taxa anual, de acordo com a Figura 9.

Os financiamentos são calculados um a um, utilizando-se o critério da tabela “price<sup>48</sup>”. Futuramente, outras metodologias de amortização poderão ser incorporadas ao modelo, de modo a torná-lo mais flexível com relação aos tipos de financiamentos existentes no mercado. A apresentação e entrada dos financiamentos no modelo é feita através de duas planilhas interligadas, uma para entrada de dados e outra para cálculo, e estas planilhas estão demonstradas nas figuras 10 e 11.



RECEITAS OPERACIONAIS - MÉTODO SIMPLIFICADO			DESPESAS DE O&M - MÉTODO SIMPLIFICADO		
* A receita provem da multiplicação da energia gerada pela tarifa fornecida e pela taxa de incremento anual, posto que o valor da tarifa fornecida é "atual".			*Fixa-se um valor atual para O&M e faz-se o reajuste por uma taxa de incremento anual.		
VALOR ATUAL: 200.000,00			VALOR ATUAL: 200.000,00		
TAXA DE INCREMENTO ANUAL: 0,00%			TAXA DE INCREMENTO ANUAL: 1,00%		
OBS.: Taxa igual a zero significa tarifa constante no tempo			OBS.: Taxa igual a zero significa O&M constante no tempo		
1999	2000	2001	1999	2000	2001
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	200.000,00	202.000,00	204.020,00
2002	2003	2004	2002	2003	2004
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	206.060,20	208.120,80	210.202,01
2005	2006	2007	2005	2006	2007
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	212.304,03	214.427,07	216.571,34
2008	2009	2010	2008	2009	2010
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	218.737,05	220.924,43	223.133,67
2011	2012	2013	2011	2012	2013
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	225.365,01	227.618,66	229.894,84
2014	2015	2016	2014	2015	2016
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	232.193,79	234.515,73	236.860,89
2017	2018	2019	2017	2018	2019
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	239.229,50	241.621,79	244.038,01
2020	2021	2022	2020	2021	2022
5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	246.478,39	248.943,17	251.432,60

Figura 9 - Fluxos de receita e O&M

FINANCIAMENTO 1			
FINANCIADOR		SAQUE	
BNDDES		ANOS	VALORES
TAXA DE JUROS: 18,00%		1996	1.000.000,00
CARÊNCIA APÓS A ENTRADA EM OPERAÇÃO (ANOS): 2		1997	1.000.000,00
PRAZO DE PAGAMENTO (ANOS): 15		1998	1.000.000,00
INICIO DO PAGAMENTO: 2001			
TÉRMINO DO PAGAMENTO: 2015			
SAQUE TOTAL: 3.000.000,00			
TOTAL DE JUROS: 11.854.229,57			
PRÓXIMO		GERAL	
QUERO VER OS CÁLCULOS		FLUXO DE CAIXA	TOTAIS 3.000.000,00
LIMPAR FINANCIAMENTOS			

Figura 10 - Dados gerais do financiamento

<sup>48</sup> O sistema da tabela “price” envolve o pagamento em prestações constantes. Podem existir outros métodos de amortização de empréstimos, como o SAC (sistema de amortização constante), onde as prestações são variáveis.

**DADOS GERAIS DO FINANCIAMENTO**

FINANCIADOR	BNDES		Saque distribuído no tempo	
TAXA DE JUROS	18,00%		1996	1000000,00
CARÊNCIA APÓS A ENTRADA EM OPERAÇÃO	2 anos		1997	1000000,00
SAGUE TOTAL	3.000.000,00		1998	1000000,00
TOTAL DE JUROS	11654229,57			
PRAZO DE PAGAMENTO (SEM A CARÊNCIA)	15 anos			
INICIO DO PAGAMENTO	2001			
TÉRMINO DO PAGAMENTO	2015			
SISTEMA DE AMORTIZAÇÃO	TABELA PRICE			

DATA	SAGUE	JUROS	AMORTIZ.	AMORT. JUROS DURANTE A CARÊNCIA	PRINCIPAL	SALDO	PRESTAÇÃO
1996	1.000.000,00				1.000.000,00	1.000.000,00	
1997	1.000.000,00	-180.000,00			2.000.000,00	2.180.000,00	
1998	1.000.000,00	-392.400,00			3.000.000,00	3.572.400,00	
1999		-643.632,00			3.000.000,00	4.215.432,00	
2000		-758.777,76			3.000.000,00	4.974.209,76	
2001		-895.357,76	-49.208,35	-32.382,53	2.950.791,65	4.892.618,88	-976.948,64
2002		-880.671,48	-58.065,85	-38.211,39	2.892.725,80	4.796.341,64	-976.948,64
2003		-863.341,50	-68.517,70	-45.009,44	2.824.208,10	4.682.734,50	-976.948,64
2004		-842.892,21	-80.850,89	-53.205,54	2.743.357,21	4.548.678,07	-976.948,64
2005		-818.762,05	-95.484,05	-62.782,54	2.647.953,16	4.390.491,48	-976.948,64
2006		-790.288,47	-112.576,78	-74.083,39	2.535.376,38	4.203.831,31	-976.948,64
2007		-756.689,64	-132.840,60	-87.418,40	2.402.535,78	3.963.572,31	-976.948,64
2008		-717.043,02	-156.751,91	-103.153,71	2.245.783,87	3.723.666,69	-976.948,64
2009		-670.260,00	-184.967,25	-121.721,38	2.060.816,62	3.416.978,06	-976.948,64

Figura 11 - Cálculo do financiamento

Com todos os dados já efetivamente registrados, o modelo procede os cálculos necessários para a elaboração do fluxo de caixa do empreendimento. Inicialmente, faz-se o demonstrativo de resultado, ano a ano, onde procura-se extrair o imposto de renda devido.

Os resultados desse demonstrativo servem de base para o fluxo de caixa propriamente dito em sua parte referente à operação. Durante o período de construção, os valores relevantes são o capital próprio e os juros durante a construção. O fluxo de caixa para o exemplo em questão encontra-se na próxima página.



	ANOS																			
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2016	
<b>RECEITAS</b>				5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00
<b>DESPESAS</b>																				
Desembolsos c/ construção - Capital Próprio	(2.000.000,00)	(2.000.000,00)	(2.000.000,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
Juros durante a construção - Capital próprio	(140.000,00)	(439.600,00)	(781.144,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
O&M				(206.000,00)	(202.000,00)	(204.020,00)	(206.000,00)	(208.000,00)	(210.202,01)	(212.304,03)	(214.427,07)	(216.571,34)	(218.737,05)	(220.924,43)	(223.133,07)	(225.365,01)	(227.618,96)	(229.894,84)	(232.193,79)	(234.515,73)
Despesas com ANEEL				(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)	(26.280,00)
RGR				(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)	(157.680,00)
Compensação Financeira				(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)	(135.052,92)
Contribuição Social				(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)	(139.284,00)
CCC				(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)	(105.120,00)
Pagamento ao parceiro				(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)	(525.600,00)
Contribuição Social				(304.839,37)	(304.891,17)	(305.795,93)	(306.301,09)	(306.822,86)	(307.352,50)	(307.891,19)	(308.438,03)	(308.993,03)	(309.556,28)	(310.127,88)	(310.707,79)	(311.296,04)	(311.892,74)	(312.497,90)	(313.112,53)	(313.736,64)
Imposto de Renda				(820.863,06)	(820.400,11)	(805.183,85)	(806.761,88)	(808.704,25)	(811.077,32)	(813.959,45)	(817.443,08)	(821.637,30)	(826.546,66)	(832.185,69)	(838.581,06)	(845.608,53)	(853.297,75)	(861.681,31)	(870.795,84)	(880.581,55)
<b>TOTAL DAS DESPESAS</b>	(2.140.000,00)	(2.439.600,00)	(2.781.144,00)	(2.414.719,35)	(2.416.108,20)	(2.134.016,70)	(2.138.140,10)	(2.142.764,85)	(2.147.978,81)	(2.153.685,59)	(2.160.607,44)	(2.168.288,59)	(2.177.099,21)	(2.187.240,08)	(2.198.948,08)	(2.212.502,72)	(2.228.233,77)	(2.246.530,37)	(2.267.851,64)	(2.292.739,35)
<b>FINANCIAMENTOS</b>				0,00	0,00	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)	(976.948,64)
Pagamento dos financiamentos																				
<b>RESULTADO - VALORES FUTUROS</b>	(2.140.000,00)	(2.439.600,00)	(2.781.144,00)	2.841.280,65	2.839.891,80	2.145.034,96	2.140.911,27	2.136.296,51	2.131.022,55	2.125.165,77	2.116.443,92	2.110.782,77	2.101.952,15	2.091.811,28	2.080.103,28	2.068.548,65	2.050.817,59	2.032.521,00	2.011.199,72	1.986.312,02
<b>RESULTADO - VALORES PRESENTES</b>	(1.844.827,59)	(1.813.020,21)	(1.781.761,24)	1.569.214,01	1.352.109,45	880.412,86	757.517,63	651.621,77	560.371,88	481.740,24	413.979,74	355.585,10	305.259,34	261.885,02	224.499,34	192.272,78	164.490,65	140.537,18	119.881,64	102.067,55
<b>RESULTADO - VAL. PRES. ACUM.</b>	(1.844.827,59)	(3.657.847,80)	(5.439.609,05)	(3.870.395,04)	(2.518.285,59)	(1.637.872,72)	(880.355,10)	(228.733,33)	(331.638,55)	(813.378,78)	(1.227.358,53)	(1.582.943,63)	(1.888.202,97)	(2.150.087,99)	(2.374.587,32)	(2.566.860,10)	(2.731.350,75)	(2.871.867,93)	(2.991.769,78)	(3.093.637,32)
<b>TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR</b>					-10,27%	2,19%	9,79%	14,61%	17,79%	19,96%	21,49%	22,57%	23,37%	24,39%	24,79%	24,96%	25,15%	25,30%	25,41%	25,49%
<b>BENEFÍCIOS LÍQUIDOS ACUM. EM VP</b>	0,00	0,00	0,00	1.569.214,01	2.921.323,46	3.801.736,32	4.559.253,95	5.210.875,72	5.771.247,59	6.252.967,83	6.668.967,57	7.022.562,67	7.327.812,02	7.589.697,03	7.814.198,37	8.006.469,15	8.170.959,80	8.311.496,98	8.431.378,82	8.533.446,37
<b>CUSTOS LÍQUIDOS ACUM. EM VP</b>	(1.844.827,59)	(3.657.847,80)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)
<b>ÍNDICE BENEFÍCIO/CUSTO</b>	0,00	0,00	0,00	0,29	0,54	0,70	0,84	0,96	1,06	1,15	1,23	1,29	1,35	1,40	1,44	1,47	1,50	1,53	1,55	1,57

	ANOS									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2026
<b>RECEITAS</b>	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00	5.256.000,00
<b>DESPESAS</b>										
Desembolsos c/ construção - Capital Próprio										
Juros durante a construção - Capital próprio										
O&M	236.860,89	239.229,50	241.621,79	244.038,01	246.478,39	248.943,17	251.432,60	253.946,93	256.486,40	259.051,28
Despesas com ANEEL	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00	26.280,00
RGR	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00	157.680,00
Compensação Financeira	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92	135.052,92
Contribuição Social	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00	139.284,00
CCC	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00	105.120,00
Pagamento ao parceiro	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00	525.600,00
Contribuição Social	302.107,98	301.932,46	301.756,19	301.578,15	301.396,32	301.212,68	301.028,21	300.841,90	300.653,73	300.463,67
Imposto de Renda	812.330,69	811.782,41	811.228,66	810.669,36	810.104,48	809.533,94	808.957,70	808.375,70	807.787,67	807.194,17
<b>TOTAL DAS DESPESAS</b>	(2.440.316,47)	(2.441.961,29)	(2.443.522,56)	(2.445.100,44)	(2.446.695,10)	(2.448.306,71)	(2.450.935,44)	(2.453.581,45)	(2.456.244,92)	(2.458.926,52)
<b>FINANCIAMENTOS</b>										
Pagamento dos financiamentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>RESULTADO - VALORES FUTUROS</b>	2.815.683,53	2.814.038,71	2.812.377,44	2.810.699,56	2.809.004,90	2.807.293,29	2.805.564,56	2.803.818,55	2.802.055,08	2.800.273,98
<b>RESULTADO - VALORES PRESENTES</b>	124.726,61	107.461,85	92.584,83	79.766,89	68.723,10	59.207,98	51.009,91	43.946,89	37.661,25	32.618,28
<b>RESULTADO - VAL. PRES. ACUM.</b>	3.218.565,93	3.326.027,78	3.418.612,61	3.498.379,51	3.567.102,61	3.626.310,57	3.677.320,48	3.721.267,17	3.759.128,42	3.791.746,69
<b>TAXA INTERNA DE RETORNO - TIR</b>	25,53%	25,63%	25,70%	25,76%	25,80%	25,84%	25,87%	25,89%	25,90%	25,92%
<b>BENEFÍCIOS LÍQUIDOS ACUM. EM VP</b>	8.658.174,98	8.785.636,82	8.858.221,66	8.937.988,55	9.006.711,66	9.065.919,61	9.116.929,52	9.160.876,21	9.198.737,47	9.231.355,73
<b>CUSTOS LÍQUIDOS ACUM. EM VP</b>	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)	(5.439.609,05)
<b>ÍNDICE BENEFÍCIO/CUSTO</b>	1,59	1,61	1,63	1,64	1,66	1,67	1,68	1,69	1,69	1,70

Figura 14 - Fluxo de caixa do exemplo

Além disso, para possibilitar uma análise mais detalhada e uma visualização mais completa do investimento, calculam-se o tempo de retorno descontado, a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido, os benefícios e custos presentes líquidos e o índice benefício/custo, e apresenta-se um gráfico que demonstra o fluxo de caixa em valores futuros para todo o período de estudo, que não necessariamente corresponde à vida útil do empreendimento.

Todos estes valores são visualizados de acordo com as figuras a seguir.

GERAL	RESULTADOS	Gráfico
	EXEMPLO	
Financiamentos	TEMPO DE RECUP. DESC. (TRD):	8
Juros de Const.	TAXA INT. DE RETORNO (TIR):	25,92%
Fluxo de Caixa	VALOR PRES. LÍQUIDO (VPL):	3.791.746,69
	BENEFÍCIO LÍQUIDO (BL):	9.231.355,73
	CUSTO LÍQUIDO (CL):	(5.439.609,05)
	ÍNDICE BENEF./CUSTO (BL/CL):	1,70
		Encargos
		Receitas e O&M

Figura 13 - Planilha de resultados



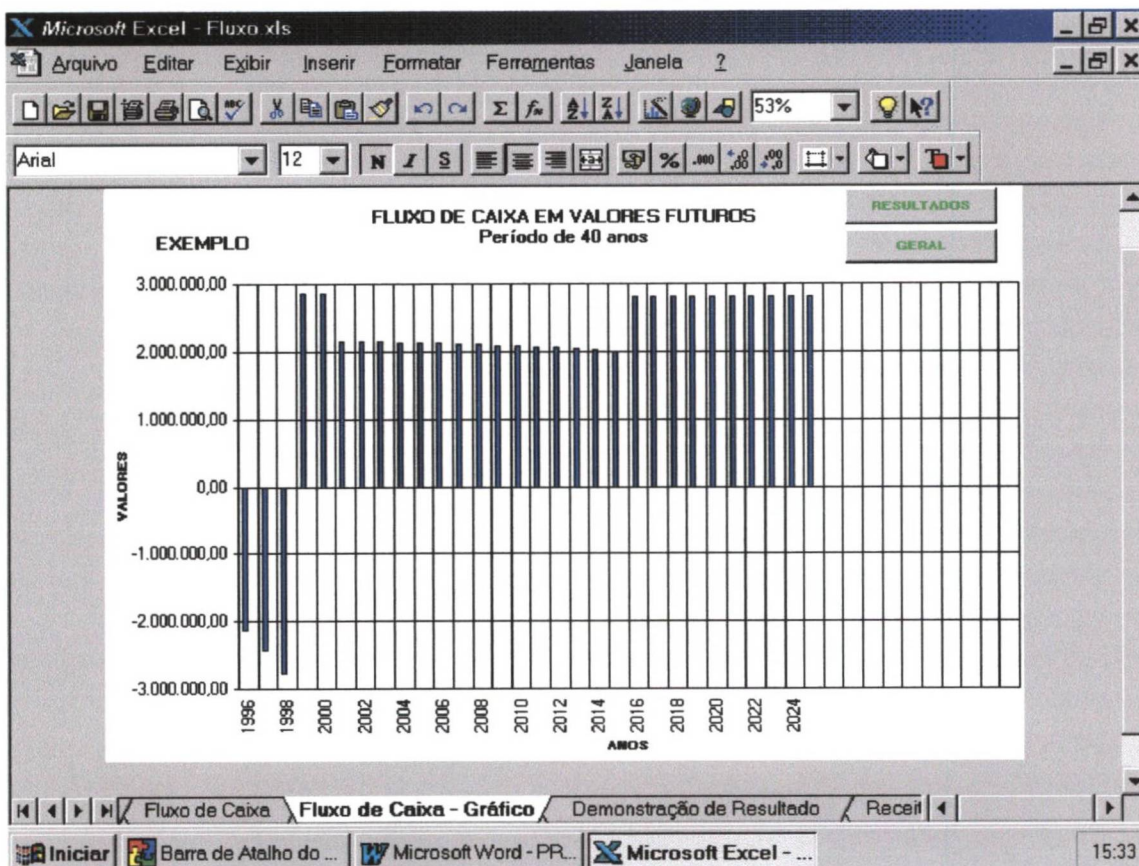


Figura 14 - Gráfico do fluxo de caixa

Conforme visto, um dos elementos de mais difícil análise já se apresenta bastante desenvolvido, o que facilita em muito a inclusão de mais parâmetros, correspondentes a outros critérios.

A seqüência das figuras 7 até 14 representa a análise completa de um exemplo utilizando-se o aplicativo de análise de fluxo de caixa. Resultados semelhantes, na forma, são encontrados para diversos empreendimentos de geração de energia elétrica, desde que utilizados os mesmos parâmetros.

Cabe notar que cada empreendimento pode apresentar condições específicas de comercialização, financiamento, e outras, que podem alterar significativamente os resultados.

## 5. PROPOSTA DE QUANTIFICAÇÃO/QUALIFICAÇÃO DOS ATRIBUTOS CONSIDERADOS

Procura-se a seguir estabelecer uma metodologia de quantificação para vários dos atributos relacionados anteriormente. Para atributos como a minimização dos danos ao meio ambiente, uma metodologia de cálculo em separado, com critérios quantitativos e qualitativos foi adotada.

Estas quantificações e qualificações servirão de dados de entrada para um método de análise multi-critérios, dentre os quais podem ser exemplo os métodos ELECTRE II [Szidarovsky, Gershon e Duckstein (1986)], Análise de Concordância [Guiliano (1985)], Analytical Hierarchy Process [Saaty (1977)] e TODIM [Gomes (1989)].<sup>49</sup>

Número	Critério	Sistema Alternativo				
		I	II	III	IV	V
	Custos anuais	83.5	66.0	54.0	62.4	47.0
	no nível	16.1	19.7	47.1	32.7	54.8
1	ótimo	99.6	85.7	101.1	95.1	101.8
2	Probabilidade falta de água	4	19	50	50	50
3	Qualidade da água	Muito bom	Bom	Ruim	Muito bom	Razoável
4	Energia (fator de reutilização)	0.7	0.5	0.01	0.1	0.01
5	Recreação	Muito bom	Bom	Razoável	Ruim	Ruim
6	Proteção contra cheias (%)	Bom	Excelente	Razoável	Excelente	Ruim
		(1)	(0.5)	(1.5)	(0.5)	(2)
7	Uso do solo e florestas (1000 ha)	90	80	80	60	70
8	Impacto na força de trabalho	Muito bom	Muito bom	Bom	Razoável	Razoável
9	Arquitetura ambiental	Muito bom	Bom	Ruim	Bom	Razoável
10	Cooperação internacional	Muito fácil	Fácil	Pouco difícil	Difícil	Pouco difícil
11	Possibilidade desenvolvimento	Muito bom	Bom	Razoável	Ruim	Razoável
12	Sensibilidade	Não sensível	Não sensível	Muito sensível	Sensível	Muito sensível

Figura 15 - Tabela relacionando projetos com a respectiva avaliação de seus critérios<sup>50</sup>

<sup>49</sup> Com base na Dissertação de Mestrado de Antonio Marcos Duarte Júnior, intitulada "Análise comparativa de procedimentos multicriteriais em planejamento de transportes" (PUC-RJ)

<sup>50</sup> DAVID, L.; DUCKSTEIN, L. **Multi-criterion ranking of alternative long-range water resource systems**. Water Resources Bulletin, v. 12, nº 4, august, 1976.

## 5.1. RETORNO DO INVESTIMENTO

Como o modelo já desenvolvido para estabelecer o fluxo de caixa de empreendimentos de geração de energia, adotar-se, para base de comparação entre os empreendimentos, o VPL (valor presente líquido), que é um dos resultados do mencionado modelo.

A utilização do VPL tem uma explicação: normalmente, os projetos a serem comparados terão valores de investimentos diferentes, além de cronogramas de construção e investimentos distintos. Com o modelo de análise do fluxo de caixa, pode-se controlar o período de análise, o que elimina a necessidade de ajustes nos horizontes de planejamento entre projetos diferentes, porém, o uso da TIR ou do índice benefício/custo (IBC) para comparar os projetos seria errado, porque estes índices não levam em conta as diferenças nos investimentos iniciais. Desta forma, “os métodos do VPL e do VPLA são os únicos que, implicitamente, já consideram no resultado as diferenças nos investimentos iniciais, então eles, neste caso, não sofrem nenhuma distorção e apontam para a solução correta”.<sup>51</sup>

Se começarmos a construir uma tabela de projetos x atributos (com projetos e valores fictícios), teríamos então o seguinte:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (R\$)	maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000

Tabela 5 - Esquema projeto x atributos (atributo 1)

Da forma em que os projetos estão colocados, pode-se dizer com facilidade que o projeto 5 é o mais lucrativo.

## 5.2. ADEQUAÇÃO ÀS ESTRATÉGIAS E POLÍTICAS DA EMPRESA E/OU ACIONISTA MAJORITÁRIO

Preliminarmente, uma maneira que poderia ser adotada para estabelecer uma qualificação para este critério seria a seguinte:

Estabelece-se um pequeno questionário para colocar o decisor a par do que significa este atributo. Respondendo ao questionário, com notas variando de 1 até 3, obtém-se no final um índice qualitativo, variando de muito ruim até muito bom, conforme o exemplo abaixo:

Questões	Nota atribuída (i)	Nota real (ii)	Observações
(1) = não (2) = talvez (3) = sim 1. O projeto se enquadra dentro do plano de ação da empresa?	3	3	ii = i
2. Serão necessárias mudanças institucionais dentro da empresa para que o projeto seja factível?	2	2	ii = 4 - i
3. Existem resistências do pessoal em aceitar o projeto?	3	1	ii = 4 - i
4. O projeto tem boa aceitação por parte do acionista majoritário?	3	3	ii = i
5. O projeto contribuirá para o crescimento da empresa?	2	2	ii = i
	Total ⇒	11	⇒ bom

máximo possível = 15

mínimo possível = 5

total de divisões = 5

escala:	$5 \leq x < 7$	muito ruim
	$7 \leq x < 9$	ruim
	$9 \leq x < 11$	médio
	$11 \leq x < 13$	bom
	$13 \leq x \leq 15$	muito bom

A utilização deste método levaria nossa tabela para a seguinte condição:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (R\$)	Maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	Maximizar	muito bom	bom	muito ruim	médio	ruim

Tabela 6 - Esquema projeto x atributos (atributos 1 e 2)

Com base na tabela 6, já não é possível uma visualização imediata do melhor projeto disponível.

### 5.3. MINIMIZAÇÃO DOS DANOS AO MEIO AMBIENTE

Inicialmente, opta-se por uma separação em termos qualitativos e quantitativos.

Quantitativamente, valores que servem de apoio para a análise da influência dos custos ambientais são a relação que existe entre os gastos necessários para cumprir exigências ambientais e o custo total do empreendimento, dado em percentagem, e a relação entre a potência instalada e a área alagada do aproveitamento:

$$\frac{\text{Custos ambientais}}{\text{Custos totais}} \times 100 = a (\%)$$

$$\frac{\text{Potência firme instalada}}{\text{Área alagada}} = b (\text{MW/km}^2)$$

Como o valor de “a” tem estreita ligação com a rentabilidade, posto que é custo de implantação e/ou operação, é um valor que se deseja minimizar. Além disso, este índice possibilita a comparação entre usinas de porte diferente, colocando todos os empreendimentos em um mesmo e único patamar.

O valor de “b” é uma estimativa física dos danos causados ao meio ambiente, levando em conta que, quanto mais terra alagada, maiores são os danos, porém, ponderando-se com a capacidade de geração do empreendimento. É um valor que se deseja maximizar.

---

<sup>51</sup> SOUZA, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos**. São Paulo : Atlas, 1995.



A contrapartida para os valores colocados acima, deve existir, posto que a minimização dos gastos com o meio ambiente poderia, de acordo com o texto anterior, servir de causa a inúmeros problemas de ordem empresarial, social, política, além de outros, uma estimativa dos benefícios resultantes do empreendimento.

Portanto, enquanto se deseja minimizar os valores destinados ao meio ambiente, procura-se maximizar os benefícios que estes gastos proporcionarão.

Avaliar os benefícios de forma quantitativa é algo extremamente difícil e, sem dúvida, os valores preliminares encontrados, mediante qualquer metodologia, seriam extremamente imprecisos. Desta forma, optou-se por critérios qualitativos.

Um questionário de avaliação poderia conter o seguinte:

Questões	(1) = não (2) = talvez (3) = sim			Nota atribuída	Nota real	Observações
				(i)	(ii)	
1. A instalação do projeto favoreceria a imagem da empresa frente à opinião pública?				3	3	ii = i
2. O nível de proteção ao meio ambiente dispensado ao projeto possibilitaria a criação e venda de um produto diferenciado?				2	2	ii = i
3. Existem ou há risco de existir tensões locais ou regionais relacionadas com aspectos ambientais do projeto?				3	1	ii = 4 - i
4. Existe efetiva preocupação com o meio ambiente ou somente são cumpridas exigências legais?				1	1	ii = i
				Total ⇒	<u>7</u>	⇒ médio

máximo possível = 12

mínimo possível = 4

total de divisões = 5

escala:		
	$4 \leq x < 5$	muito ruim
	$5 \leq x < 7$	ruim
	$7 \leq x < 8$	médio
	$8 \leq x < 10$	bom
	$10 \leq x \leq 12$	muito bom

Em nossa tabela de atributos, teríamos então o seguinte:



ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (R\$)	maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	maximizar	muito bom	bom	muito ruim	médio	ruim
3	Danos ao meio ambiente	minimizar					
	% custos ambientais	minimizar	20	10	5	25	15
	Potência inst./Área alagada	maximizar	0,9	2,1	5,7	10,2	6,8
	Benefícios	maximizar	muito ruim	médio	bom	muito bom	ruim

Tabela 7 - Esquema projeto x atributos (atributos 1, 2 e 3)

#### 5.4. MELHORA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA EMPRESA

Como existe uma grande variação do modo de interpretação deste atributo em relação ao tipo de operação da usina, opta-se por fazer uma ligeira distinção entre empreendimentos que operam isoladamente ou integrados ao sistema interligado.

Para empreendimentos que operam isoladamente, os requisitos de acréscimo de eficiência ao sistema não existem, posto que não há sistema, mesmo assim, a medida da validade de se operar isoladamente pode ser dada pela seguinte fórmula:

$$\min \left[ \frac{E_g(\text{integrado})}{\bar{E}(\text{isolado})} - 1 \right] \cdot 100 = c (\%)$$

onde:  $E_g$  = energia garantida do empreendimento operando integrado ao sistema interligado

$\bar{E}$  = energia média do empreendimento operando isoladamente

Portanto, para valores de  $c = 0$  (mín), a interligação ao sistema não oferece vantagens em termos energéticos, o que favorece a operação isolada. Valores altos de “c” podem demonstrar que a operação interligada pode oferecer grandes ganhos locais em termos de geração de energia, porém, estas vantagens de geração podem ser totalmente

eliminadas pela composição tarifária, posto que, quando o empreendimento necessitar de energia do sistema ( $E_g - \bar{E}$ ), terá de comprá-la por uma tarifa  $T_c$ . Se a tarifa de compra ( $T_c$ ) for maior que a tarifa de venda ( $T_v$ ), o empreendimento passa a oferecer prejuízo pela operação interligada.

Para levar em conta tal fator, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\left[ (E_g - \bar{E}) \cdot 8760 \right] \cdot (T_v - T_c) = d \text{ (R\$)}$$

Com  $E_g$  e  $\bar{E}$  em MW e  $T_v$  e  $T_c$  em R\$/MWh.

Da expressão, para que a operação interligada seja salutar, “d” deve ser um valor maior que zero. Para valores de “d” próximos de zero, é favorecida a operação isolada, posto que os ganhos de energia com a operação interligada seriam muito pequenos face aos custos de integração.

Portanto, a valorização deste atributo varia de acordo com a operação do empreendimento. Para usinas isoladas, minimizam-se as duas expressões acima colocadas. Para usinas operando integradas ao sistema interligado, maximiza-se as expressões.

Aliado a estes valores, soma-se um critério qualitativo do empreendimento, pela mesma metodologia já empregada anteriormente, como, por exemplo:

Questões	Nota atribuída (i)	Nota real (ii)	Observações
1. O empreendimento melhorará as características da empresa no que diz respeito a qualidade da energia? (1) = não (2) = talvez (3) = sim	3	3	ii = i
2. O material e tecnologia empregados no empreendimento representam avanço em relação à atualidade?	3	3	ii = i
3. Em relação à concorrência, a energia produzida pelo empreendimento têm qualidade/confiabilidade superior?	3	3	ii = i
4. O empreendimento contribuirá para melhor atender o mercado atual da empresa?	1	1	ii = i
	Total ⇒	10	⇒ muito bom

máximo possível = 12

mínimo possível = 4

total de divisões = 5

escala:	$4 \leq x < 5$	muito ruim
	$5 \leq x < 7$	ruim
	$7 \leq x < 8$	médio
	$8 \leq x < 10$	bom
	$10 \leq x \leq 12$	muito bom

Resta ainda a medida da importância do empreendimento em relação ao mercado da empresa. Sabe-se que a maioria das empresas brasileiras são extremamente dependentes de compras de energia das empresas federais, posto que não geram em quantidade suficiente para atender sua demanda. A importância de um novo empreendimento poderia ser dada pela medida de independência oferecida pela sua inclusão no sistema da empresa, através da expressão:

$$\left[ \frac{G_{\text{anual}}(\text{com o empreendimento})}{\text{Demanda}} - \frac{G_{\text{anual}}(\text{sem o empreendimento})}{\text{Demanda}} \right] \cdot 100 = e (\%)$$

Onde  $G_{\text{anual}}$  é a geração em MWh/ano do sistema da empresa (com e sem o empreendimento em questão, e a demanda de energia (em MWh/ano) é relativa ao ano de entrada em operação do empreendimento em análise.

Para resumir, os quatro índices que representarão o atributo “eficiência energética da empresa”, são calculados da seguinte forma:

Dados necessários (exemplo):

$$E_g(\text{integrado}) = 700 \text{ MW}$$

$$\bar{E}(\text{isolado}) = 650 \text{ MW}$$

$$T_v = 45 \text{ R\$/MWh}$$

$$T_c = 32 \text{ R\$/MWh}$$

$$G_{\text{anual}}(\text{com o empreendimento}) = 9.000 \text{ GWh}$$

$$G_{\text{anual}}(\text{sem o empreendimento}) = 3.300 \text{ GWh}$$

$$\text{Demanda} = 12.000 \text{ GWh}$$

$$c(\%) = \left( \frac{700}{650} - 1 \right) \cdot 100 = 7,7$$

$$d(\text{R\$}) = [(700 - 650) \cdot 8760] \cdot (45 - 32) = 569.400,00$$

$$e(\%) = \left( \frac{9.000}{12.000} - \frac{3.300}{12.000} \right) \cdot 100 = 47,5$$

Adicionando estes valores à tabela projetos x atributos, temos, para um empreendimento operando integrado ao sistema interligado:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (R\$)	maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	maximizar	muito bom	bom	Muito ruim	médio	ruim
3	Danos ao meio ambiente	minimizar					
	% custos ambientais (a)	minimizar	20	10	5	25	15
	Potência inst./Área alagada (b)	maximizar	0,9	2,1	5,7	10,2	6,8
	Benefícios	maximizar	muito ruim	médio	bom	muito bom	ruim
4	Eficiência energética operação integrada	maximizar					
	Acréscimo de energia por integração (c)	maximizar	7,7	10,2	30	1,5	22
	Lucro comercial anual do excedente garantido (d)	maximizar	569.400	600.000	2.000.000	52.000	1.300.000
	Qualidade energética	maximizar	muito bom	Muito ruim	ruim	médio	bom
	Atendimento ao mercado (e)	maximizar	47,5	31,0	27,4	12,8	25,0

Tabela 8 - Esquema projeto x atributos (atributos 1 até 4)

## 5.5. ADEQUAÇÃO AO MODELO INSTITUCIONAL E COMPETITIVIDADE NO MERCADO

Um método considerado satisfatório para a medida deste atributo é o qualitativo, nos mesmos moldes dos exemplos já feitos em itens anteriores, como no exemplo abaixo:

Questões	(1) = não (2) = talvez (3) = sim			Nota atribuída	Nota real	Observações
				(i)	(ii)	
1. O empreendimento em questão está localizado em uma região com demanda reprimida ou déficit de atendimento?				3	3	ii = i
2. Os valores mínimos de preços a serem praticados para venda de energia gerada pelo empreendimento possibilitarão a venda a este mercado?				3	3	ii = i
3. Existe risco de problemas de comercialização (legais), impossibilitando a venda da energia gerada?				2	2	li = 4 - i
4. O custo de transmissão e distribuição inviabilizaria a comercialização em outras regiões?				3	1	ii = 4 - i
5. Existem concorrentes potenciais à energia gerada pelo empreendimento?				3	1	ii = 4 - i
				Total ⇒	10	⇒ médio

máximo possível = 15    mínimo possível = 5  
total de divisões = 5

escala:

$5 \leq x < 7$	muito ruim
$7 \leq x < 9$	ruim
$9 \leq x < 11$	médio
$11 \leq x < 13$	bom
$13 \leq x \leq 15$	muito bom

Completando a tabela projeto x atributo:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (R\$)	Maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	Maximizar	muito bom	bom	Muito ruim	médio	ruim
3	Danos ao meio ambiente	Minimizar					
3.a	% custos ambientais (a)	Minimizar	20	10	5	25	15
3.b	Potência inst./Área alagada (b)	Maximizar	0,9	2,1	5,7	10,2	6,8
3.c	Benefícios	Maximizar	muito ruim	médio	bom	muito bom	ruim
4	Eficiência energética operação integrada	Maximizar					
4.a	Acréscimo de energia por integração (c)	Maximizar	7,7	10,2	30	1,5	22
4.b	Lucro comercial anual do excedente garantido (d)	Maximizar	569.400	600.000	2.000.000	52.000	1.300.000
4.c	Qualidade energética	Maximizar	muito bom	muito ruim	ruim	médio	bom
4.d	Atendimento ao mercado (e)	Maximizar	47,5	31,0	27,4	12,8	25,0
5	Adequação e competitividade	Maximizar	médio	muito bom	bom	ruim	muito ruim

Tabela 9 - Esquema projeto x atributos (atributos 1 até 5)



## 5.6. CONFIABILIDADE DOS PARCEIROS

Através de questões gerais, avalia-se a confiabilidade do conjunto de parceiros, de uma forma bastante simples, qualificando o empreendimento desde muito ruim até muito bom. O conjunto de questões poderia ser o seguinte, em exemplo:

Questões	(1) = não (2) = talvez (3) = sim			Nota atribuída	Nota real	Observações
	(i)	(ii)				
1. Os parceiros têm experiência no setor elétrico?	1	1				ii = i
2. Os parceiros terão, para a efetivação de seus compromissos, um alto nível de endividamento?	3	1				ii = 4 - i
3. O empreendimento em questão representa uma grande quantidade percentual do capital dos parceiros?	3	1				ii = 4 - i
4. Existe grande possibilidade de um elevado percentual dos compromissos assumidos pelos parceiros não ser honrado?	3	1				ii = 4 - i
5. Existe facilidade de negociação entre os parceiros e a empresa?	3	3				ii = i
	Total ⇒			7		⇒ruim

máximo possível = 15    mínimo possível = 5  
total de divisões = 5

escala	5 ≤ x < 7	muito ruim
	7 ≤ x < 9	ruim
	9 ≤ x < 11	médio
	11 ≤ x < 13	bom
	13 ≤ x ≤ 15	muito bom

Colocando estes valores na tabela que segue o texto:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (RS)	Maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	Maximizar	muito bom	bom	Muito ruim	médio	ruim
3	Danos ao meio ambiente	Minimizar					
3.a	% custos ambientais (a)	Minimizar	20	10	5	25	15
3.b	Potência inst./Área alagada (b)	Maximizar	0,9	2,1	5,7	10,2	6,8
3.c	Benefícios	Maximizar	muito ruim	médio	bom	muito bom	ruim
4	Eficiência energética operação integrada	Maximizar					
4.a	Acréscimo de energia por integração (c)	Maximizar	7,7	10,2	30	1,5	22
4.b	Lucro comercial anual do excedente garantido (d)	Maximizar	569.400	600.000	2.000.000	52.000	1.300.000
4.c	Qualidade energética	Maximizar	muito bom	muito ruim	ruim	médio	bom
4.d	Atendimento ao mercado (e)	Maximizar	47,5	31,0	27,4	12,8	25,0
5	Adequação e competitividade	Maximizar	médio	muito bom	bom	ruim	muito ruim
6	Confiabilidade dos parceiros	Maximizar	ruim	boa	média	muito boa	muito boa

Tabela 10 - Esquema projeto x atributos (atributos 1 até 6)

## 6. A HIERARQUIZAÇÃO

As metodologias de análise de múltiplos critérios, em geral, estão bem demonstradas em vários documentos, e encontram-se restrições e sugestões de uso para todas.

Em geral, os métodos mais simples são temidos pelos matemáticos e cientistas pela ausência de consistência nos resultados e pela falta da utilização do conceito de “trade-off” entre os critérios de cada alternativa.

Assim sendo, com o passar do tempo, os modelos foram concebidos de uma forma mais elaborada, procurando englobar todo tipo de comparação possível, sempre na busca da hierarquização mais robusta e confiável. Neste processo, acabaram por assustar os tomadores de decisão, pelo excesso de matemática, estatística e computação envolvida no processo de conhecer a melhor alternativa.

Em um artigo recente<sup>52</sup>, foi dito, como primeira conclusão, que os usuários são geralmente céticos quanto ao valor do uso de métodos de análise multi-critério, e geralmente preferem julgamentos sem ajuda.

Assim sendo, e considerando os possíveis usuários da dissertação, foi dada preferência para que os resultados fiquem mais próximos da possibilidade de uso do que da possibilidade de citação científica.

---

<sup>52</sup> HOBBS. B. et al. “Does choice of multicriteria method matter? An experiment in water resources planning.” - Water Resources Research, Vol. 28, nº 7 Pages 1767-1779, July 1992.

As características desejadas no método a ser demonstrado na dissertação são as seguintes:

- Facilidade de compreensão;
- Facilidade de demonstração;
- Facilidade de utilização;
- Adaptação aos atributos que se deseja analisar;
- Possibilidade de uso para atributos quantitativos e qualitativos;
- Ter como resultado uma lista hierarquizada das alternativas estudadas;
- Analisar qualquer quantidade de alternativas;

## 6.1. O MODELO UTILIZADO

A escolha do método foi realizada com base, principalmente, no artigo já citado (52) e textos diversos sobre o tema.

Para alguns, é um método incluído entre os de “tomada de decisão por múltiplos critérios” (Multiple Attribute Decision Making - MADM) e, para Benjamin Hobbs et al, é chamado de “additive value function”.

Basicamente, trata-se de uma função que atribui um valor a cada alternativa, baseando-se na soma dos valores de cada critério multiplicados pelo seu peso em relação aos demais:

$$V(X_j) = \sum_{i=1, \dots, I} w_i v_i(x_{ij})$$

onde:  $V(X_j)$  = valor da alternativa j;



$w_i$  = peso do atributo  $i$ ;

$v_i(x_{ij})$  = valor do atributo  $i$  da alternativa  $j$ .

O vetor de pesos dos atributos é definido pelo decisor, seguindo sua experiência e conhecimento da importância relativa de cada atributo em relação aos demais, e o valor de cada alternativa é calculado de forma bastante simples. O maior problema reside na matriz de valores dos atributos x alternativas, devido ao fato de termos atributos qualitativos e quantitativos. Para poder compará-los tem-se que trazer todos para uma mesma base numérica, através de um método confiável. Além disso, pode-se dificultar ainda mais o método fazendo a comparação entre alternativas para cada atributo, de modo a possibilitar uma pré-hierarquização em um nível intermediário antes de identificar o valor global de cada alternativa.

Por não se saber se os projetos que serão comparados serão mutuamente excludentes, optou-se por procurar um valor individual para cada projeto, não fazendo comparações intermediárias, que tendem a confundir o decisor.

Assim sendo, todos os atributos foram trazidos para valores pertencentes a uma escala de 0 até 10, da seguinte forma:

Para atributos quantitativos, faz-se necessária a definição de valores máximos e mínimos (para melhor uso do método) ou utiliza-se diretamente o maior e o menor valor apresentado, diminuindo-se aquele deste e dividindo-se por 10. O valor do atributo será a divisão da diferença de seu valor original para o valor mínimo, dividido pelo resultado da operação já citada. Utilizando-se do exemplo abaixo, visualiza-se melhor a operação:

Suponha três projetos diferentes, 1, 2 e 3, com o atributo “taxa interna de retorno” determinado em 13%, 15,5% e 20%. Os valores máximo e mínimo desse atributo estão fixados em 20% e 12%, respectivamente. Os valores deste atributo para as diferentes alternativas, para utilização no método seriam:

$$\frac{\text{Valor max.} - \text{Valor min.}}{10} = \frac{20 - 12}{10} = 0,8$$

$$v(1) = (13-12)/0,8 = 1,25$$

$$v(2) = (15,5-12)/0,8 = 4,37$$

$$v(3) = (20-12)/0,8 = 10,00$$

onde  $v(i)$  é o valor do atributo TIR para a alternativa “i”.

Caso não houvessem condições técnicas de se determinar valores máximos e mínimos, os valores do atributo TIR para as alternativas 1, 2 e 3 seriam, respectivamente, 0; 3,57 e 10, utilizando-se o maior valor disponível para máximo e o menor, para mínimo.

A determinação de valores máximos e mínimos é importante no caso de todas as alternativas apresentarem valores próximos. Imagine se as possibilidades de TIR desejáveis variassem de 12% até 20% e as alternativas apresentassem valores variando de 15% até 15,5%: sem os valores de máximo e mínimo, os valores finais ajustados teriam uma variabilidade fictícia.

Para atributos qualitativos, pretende-se a utilização de uma escala de qualidade da seguinte forma:

muito ruim	=	0
ruim	=	2.5
médio	=	5.0
bom	=	7.5
muito bom	=	10

Interessante se faz a nota de que esse método pode ser utilizado em níveis inferiores para atributos que são subdivididos.

Uma vez que todos os atributos estiverem em uma base decimal, a multiplicação do vetor peso pelo vetor de valores dos atributos de cada alternativa deve propiciar o valor global de cada alternativa, valor este que pode ser comparado diretamente com o obtido pelas demais alternativas, oferecendo a possibilidade de hierarquização.

## 6.2. RESULTADOS

Da fase anterior do trabalho, adotando-se os valores apontados para 5 projetos hipotéticos, obtemos a seguinte tabela:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	OBJETIVO	1	2	3	4	5
1	VPL (RS)	maximizar	500.000	600.000	700.000	800.000	900.000
2	Adequação estratégica	maximizar	muito bom	bom	Muito ruim	médio	ruim
3	Danos ao meio ambiente	minimizar					
3.a	% custos ambientais (a)	minimizar	20	10	5	25	15
3.b	Potência inst./Área alagada (b)	maximizar	0,9	2,1	5,7	10,2	6,8
3.c	Benefícios	maximizar	muito ruim	médio	bom	muito bom	ruim
4	Eficiência energética operação integrada	maximizar					
4.a	Acréscimo de energia por integração (c)	maximizar	7,7	10,2	30	1,5	22
4.b	Lucro comercial anual do excedente garantido (d)	maximizar	569.400	600.000	2.000.000	52.000	1.300.000
4.c	Qualidade energética	maximizar	muito bom	muito ruim	ruim	médio	bom
4.d	Atendimento ao mercado (e)	maximizar	47,5	31,0	27,4	12,8	25,0
5	Adequação e competitividade	maximizar	médio	muito bom	bom	ruim	muito ruim
6	Confiabilidade dos parceiros	maximizar	ruim	boa	média	muito boa	muito boa

Tabela 11 - Relação Projeto x Atributos

Para aplicar o método descrito no item anterior, vê-se que é necessário algum trabalho de definição de valor único para os atributos 3 e 4, ambos compostos de subcritérios quantitativos e qualitativos. Para tanto, a atribuição de pesos para os subcritérios é necessária.

Com a vestimenta de decisor, atribui-se então os seguintes pesos e encontram-se os seguintes valores para os atributos:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	PESO	1	2	3	4	5
<b>3</b>	<b>Danos ao meio ambiente</b>	<b>nota final =</b>	<b>2.25</b>	<b>3.51</b>	<b>4.78</b>	<b>10.0</b>	<b>4.02</b>
3.a	% custos ambientais (a)	0.3	7.5	2.5	0.0	10.0	5.0
3.b	Potência inst./Área alagada (b)	0.2	0.0	1.29	5.16	10.0	6.34
3.c	Benefícios	0.5	0.0	5.0	7.5	10.0	2.5
<b>4</b>	<b>Eficiência energética operação integrada</b>	<b>nota final =</b>	<b>7.70</b>	<b>2.99</b>	<b>5.43</b>	<b>1.50</b>	<b>5.74</b>
4.a	Acréscimo de energia por integração (c)	0.2	2.17	3.05	10.0	0.0	7.19
4.b	Lucro comercial anual do excedente garantido (d)	0.1	2.66	2.81	10.0	0.0	6.40
4.c	Qualidade energética	0.3	10.0	0.0	2.5	5.0	7.5
4.d	Atendimento ao mercado (e)	0.4	10.0	5.24	4.21	0.0	3.52

Tabela 12 - Avaliação de subcritérios

Assim sendo, adotando-se a metodologia para todos os atributos, e oferecendo os pesos relativos para cada um deles, obtemos a seguinte tabela:

ATRIBUTOS			PROJETOS				
Nº	NOME	PESO	1	2	3	4	5
<b>1</b>	<b>VPL (R\$)</b>	<b>0.25</b>	<b>0.0</b>	<b>2.5</b>	<b>5.0</b>	<b>7.5</b>	<b>10.0</b>
<b>2</b>	<b>Adequação estratégica</b>	<b>0.125</b>	<b>10.0</b>	<b>7.5</b>	<b>0.0</b>	<b>5.0</b>	<b>2.5</b>
<b>3</b>	<b>Danos ao meio ambiente</b>	<b>0.125</b>	<b>2.25</b>	<b>3.51</b>	<b>4.78</b>	<b>10.0</b>	<b>4.02</b>
<b>4</b>	<b>Eficiência energética operação integrada</b>	<b>0.125</b>	<b>7.70</b>	<b>2.99</b>	<b>5.43</b>	<b>1.50</b>	<b>5.74</b>
<b>5</b>	<b>Importância estratégica do empreendimento</b>	<b>0.2</b>	<b>5.0</b>	<b>10.0</b>	<b>7.5</b>	<b>2.5</b>	<b>0.0</b>
<b>6</b>	<b>Confiabilidade dos parceiros</b>	<b>0.175</b>	<b>2.5</b>	<b>7.5</b>	<b>5.0</b>	<b>10.0</b>	<b>10.0</b>
<b>VALOR FINAL DO PROJETO =</b>			<b>3.93</b>	<b>5.69</b>	<b>4.90</b>	<b>6.19</b>	<b>5.78</b>

Tabela 13 - Avaliação dos atributos

A hierarquia dos projetos fica definida da seguinte forma:

<b>PROJETO</b>	<b>NOTA</b>	<b>POSICÃO</b>
<b>1</b>	<b>3.93</b>	<b>5º</b>
<b>2</b>	<b>5.69</b>	<b>3º</b>
<b>3</b>	<b>4.90</b>	<b>4º</b>
<b>4</b>	<b>6.19</b>	<b>1º</b>
<b>5</b>	<b>5.78</b>	<b>2º</b>

Tabela 14 – Hierarquia dos Projetos

Não foram executados testes de sensibilidade com relação aos resultados obtidos. Por se tratar de um modelo bastante simplificado, onde não existem referências cruzadas entre os parâmetros adotados para comparação, acredita-se tratar de um modelo bastante robusto.

## 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Do que foi apresentado, fica claro que, de fato, existe uma forte mudança de paradigma dentro do setor elétrico brasileiro. Conseguir sobreviver a essa onda é a tarefa das empresas atualmente constituídas, privadas ou públicas.

A sobrevivência destas empresas não se dá pela manutenção do seu *status quo* e espera de novidades, mas sim, pela agressividade assumida no campo dos investimentos e comercialização.

Porém, a estratégia de investimentos é diferente hoje: poucos elementos são impostos pelo Estado às empresas. Desta forma, a necessidade de análise das alternativas possíveis de investimentos que surgem fica mais evidente, e é uma análise em que devem ser abordados vários atributos.

Nesta dissertação procurou-se indicar alguns desses atributos, sugerir algumas metodologias para sua quantificação e/ou qualificação e, além disso, utilizar um modelo de análise multi-critério para hierarquização de investimentos. Deve-se ter especial atenção ao fato de que estes atributos não são os únicos, tampouco os métodos de valoração são aqui esgotados.

Como existem vários métodos já desenvolvidos para análise multi-critério, alguns mais complexos que outros, mas, em sua maioria, de conhecimento público e divulgação ampla, um dos passos esperados para a continuidade dos trabalhos é a comparação de resultados pela utilização de métodos mais complexos.

Cabe lembrar que o método aqui utilizado foi escolhido pela simplicidade na utilização e provável fácil aceitação pelo decisor padrão.

Entretanto, os resultados decorrentes do uso que qualquer método de escolha podem, e devem, ser comparados com os de diversos métodos, entre eles os mais complexos, visando um resultado mais robusto.

Além do uso de outros métodos, a análise de sensibilidade deve ser utilizada para se conhecer a influência dos pesos adotados para cada atributo sobre os resultados finais. O estudo desta influência é importante para a definição das regras de adoção de pesos, evitando-se que um atributo relevante seja desconsiderado por uma falha na atribuição de sua importância relativamente aos demais atributos.

A análise de sensibilidade é um mecanismo poderoso para verificação da qualidade dos resultados alcançados pelo uso dos modelos, tanto modelos simples como o utilizado neste trabalho, como os complexos modelos computacionais já disponíveis.

O estudo de cada um dos atributos aqui referidos, e outros mais que se mostrarem importantes, também pode ser objeto de continuidade de análise. Aliás, o desenvolvimento de cada um deles ofereceria grandes contribuições em diversos campos do conhecimento humano.

Os atributos aqui mencionados foram considerados, ao longo dos estudos, os mais importantes e relevantes em um processo de análise decisória para investimentos em geração. Entretanto, cada investidor, ou decisor, pode contar com um conjunto diverso de parâmetros de decisão e análise.

Este fato denota a necessidade da continuidade nos estudos dos atributos, podendo-se abranger novos temas, entre eles: características tributárias especiais; influência da localização nos custos de transporte e comercialização; adequação às novas regras de mercado (ainda em desenvolvimento); forma de operacionalização da comercialização (equipe própria ou terceirização); etc.

Importante frisar que a análise de vários atributos é de suma importância em um processo decisório. O fluxo de caixa dos empreendimentos, apesar de importante, não é a única ferramenta de análise e, em alguns casos, pode não ser o fator decisivo na estratégia de investimento.

Apesar disso, um dos atributos que merece destaque em sua necessidade de desenvolvimento ainda é a análise do retorno do investimento. O desenvolvimento de um estudo de fluxo de caixa adequado às mudanças recentes (e ainda por vir) do setor elétrico brasileiro é de suma importância para qualquer investidor ou financiador.

Dois pontos merecem especial destaque na necessidade de desenvolvimento: a influência do mecanismo de realocação de energia (MRE) no fluxo de caixa e a forma adotada para comercialização da energia de cada aproveitamento.

Estes fatores podem tornar o estudo do fluxo de caixa de cada empreendimento algo bastante complexo. O uso dos conceitos oriundos do estudo das probabilidades e hidrologia estocástica certamente pode colaborar para a simplificação do processo.

Além disso, o estudo de cada aproveitamento passa a ser dependente da configuração de todo o sistema elétrico em que este se insere, tanto no espaço como no



tempo. As variações do mercado podem influenciar sobremaneira os resultados finais a serem alcançados.

Outro ponto que merece ser desenvolvido é o ambiente tributário e de encargos em que se insere cada aproveitamento. Eventuais subsídios (como os já oferecidos para pequenas centrais hidrelétricas) podem garantir ganhos inesperados. Outrossim, uma eventual diferença de preço entre submercados pode levar um produtor independente à falência.

O equacionamento financeiro de cada aproveitamento também pode ser alvo de estudos mais aprofundados. A utilização de outras formas de financiamento (debêntures, *equity financing*, venda antecipada de energia) merece debate.

Além disso, novas formas de garantia começam a surgir junto com a existência de um mercado de energia, entre elas aquelas fundamentadas no produto e sua liquidez. Novos empreendimentos serão capazes de obter financiamento sem a necessidade de garantias reais – sua garantia será o empreendimento e o produto que ele pode produzir, que terá mercado certo. Entre essas novas formas de garantia surge o PPA de Sustentação<sup>53</sup> ou o contrato de garantia de compra de energia, que pode ser a forma adotada pela ELETROBRÁS para operacionalização do conceito de “comprador de última instância” sem o comprometimento de ativos próprios.

---

<sup>53</sup> O PPA de Sustentação é uma criação da TRADENER Ltda. para viabilizar, simultaneamente, o financiamento de empreendimentos de geração e a venda da energia por eles gerada no mercado de livre negociação.

Outros pontos que podem ser desenvolvidos envolvem o mercado de seguros e de derivativos em geral e sua influência (atual e futura) no financiamento e comercialização de energia elétrica.

Em resumo, os temas considerados mais promissores para futuras pesquisas são, entre outros: a continuidade do estudo de métodos de análise multi-critério, sua aplicabilidade e trabalhabilidade com o tema; a análise de sensibilidade e definição da robustez dos diversos métodos de análise multi-critério; a continuidade no estudo dos atributos aqui referidos e de outros que possam ser considerados importantes; o desenvolvimento do método de análise de fluxo de caixa, envolvendo a influência do mecanismo de realocação de energia e da variabilidade do mercado nos resultados projetados dos empreendimentos; a análise tributária e de encargos do setor elétrico, especialmente a influência da reforma tributária na análise de empreendimentos; o estudo do equacionamento financeiro de empreendimentos de geração, envolvendo tipos de financiamento e garantias, especialmente as garantias dependentes da atuação no mercado livre; e o desenvolvimento do mercado de derivativos de energia no Brasil e sua influência na tomada de decisões de investimentos.

O novo setor elétrico não vai esperar muito tempo pela adaptação de seus agentes atuais. Novos agentes estão surgindo com força e, segundo novas regras, poderão eliminar aqueles não preparados.

Entende-se por não preparados aqueles que ainda não conseguem observar a total complexidade dos investimentos necessários para um empreendimento de geração de energia. Não são somente investimentos monetários, mas também de preparo técnico, de adequação institucional e legal e, sobretudo, estratégico.

Selecionar um empreendimento para investimento baseando-se em seu fluxo de caixa, apesar de importante, mostra-se cada vez mais temerário.

Desta forma, toda e qualquer forma de aprimorar a atuação deve ser vista com muita seriedade pelas empresas ligadas ao setor. O desenvolvimento e o preparo são fundamentais. Espera-se que, com este trabalho, alguma contribuição tenha sido feita nesse sentido.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALBUQUERQUE, J. C. **Comercialização de energia**. Foz do Iguaçu : Seminário “Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação” - COPEL, 1996.
2. ALVES, A. M. F.; SERAFIM SOBRINHO, J. **Características do sistema elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro : Comissão de Integração Elétrica Regional, 1996.
3. BLANCHET, L. A. **Concessão de serviços públicos**. Curitiba : Juruá Editora, 1999.
4. BORN, P. H. S. et al. **O novo marco regulatório brasileiro - implicações no processo de planejamento da expansão da geração**. Cartagena, Colômbia : Comissão de Integração Elétrica Regional - CIER, Comitê Brasileiro - BRACIER, Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente - SUPLAMA, 1996.
5. \_\_\_\_\_, P. H. S.; NAGAYAMA, M. U. **Uma abordagem marginalista das mudanças estruturais do setor elétrico**. Curitiba : COPEL, IV Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico, 1996.
6. BRASIL. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Código das águas**. Brasília : IBGE, 1980. 2 v.
7. \_\_\_\_\_. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.ibge.gov.br/territ/perfilse.htm>. Informações consultadas em 07 de dezembro de 1996.
8. \_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. **Principais dispositivos constitucionais referentes ao setor elétrico - atualizado em 1995**. Foz do Iguaçu : Seminário “Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação” - COPEL, 1996.
9. BRITO, R. **Pronunciamento do Sr. Ministro das Minas e Energia**. Foz do Iguaçu : Seminário “Reforma do Setor Elétrico - livre acesso e regulamentação” - COPEL, 1996.
10. CARRARO, B. A expansão do setor elétrico. In SEMINÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, LIVRE ACESSO E REGULAMENTAÇÃO, 1996, Foz do Iguaçu. **Anais**. Curitiba : COPEL, 1996. P. 44-57.
11. COHON, J. L. **Multiobjective programming and planing**. New York, Academic Press, 1978. (Mathematics in Science and Engineering; 140)
12. COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www,lac.copel.br/copel/intercop.html#copel>. Arquivo capturado em 18 de agosto de 1996.

13. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DAS INDÚSTRIAS et al. **Proposta de política para o setor elétrico com a participação da iniciativa privada nacional**. Brasília, 1989.
14. COOPERS & LYBRAND et al. **Draft report I-5**. Brasília : ELETROBRÁS, 1996.
15. \_\_\_\_\_ et al. Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - **Sumário Executivo - Estágio VII**. Brasília : SEM/Eletróbrás, 1997.
16. \_\_\_\_\_ et al. **Relatório Etapa IV - Sumário Executivo**. Brasília : SEM/Eletróbrás, 1997.
17. DAVID, L.; DUCKSTEIN L. Multi-criterion ranking of alternative long-range water resource systems. **Water Resources Bulletin**, v. 12, n. 4, p. 731-754, ago. 1976.
18. DIÁRIO POPULAR. **Expansão das empresas produtoras de energia elétrica**. São Paulo : Edição de 29/jul/1972.
19. DONAIRE, D. **Gestão ambiental na empresa**. São Paulo : Atlas, 1995.
20. DUARTE Jr., A. M. **Análise comparativa de procedimentos multicriteriais em planejamento de transportes**. Rio de Janeiro, 1989, Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
21. ELETROBRÁS. **COMASE**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pcomase.htm>. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1996.
22. \_\_\_\_\_. **GCOI**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcoi.htm>. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1996.
23. \_\_\_\_\_. **GCPS**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/pgcps.htm>. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1996.
24. \_\_\_\_\_. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro : Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.
25. \_\_\_\_\_. **Plano decenal de expansão 1995/2004**. Brasília : 1995.
26. \_\_\_\_\_. **Uma visão geral do setor elétrico brasileiro e do sistema ELETROBRÁS**. [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.embratel.net.br/infoserv/eletrobr/poverall1.htm>. Arquivo capturado em 10 de novembro de 1996.
27. ENERGIA elétrica no Brasil (da primeira lâmpada à ELETROBRÁS). Rio de Janeiro : Biblioteca do Exército, 1977. (Coleção General Benício; 154, publ. 474)

28. FEIL, A. S. **Monografia sobre modelo institucional do setor elétrico**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
29. \_\_\_\_\_, A. S. **Considerações sobre monopólio**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
30. \_\_\_\_\_, A. S. **Crítérios para tomada de decisões em investimentos de geração em ambiente competitivo**. Curitiba, 1996. Projeto de Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) - CEHPAR, Universidade Federal do Paraná.
31. FORTUNATO, A. M. et al. **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói : Universidade Federal Fluminense, 1990.
32. GAZETA MERCANTIL. **Panorama Setorial - Energia Elétrica**. 1997.
33. GOMIDE, F. S. **Características e estrutura organizacional de empresas concessionárias de energia elétrica**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
34. \_\_\_\_\_, F. S. **O estado-empresário e suas empresas**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
35. GREINER, P. **Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo, 1994. Tese (Doutorado em Administração Contábil e Financeira) - Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas.
36. \_\_\_\_\_, P. A reforma do setor elétrico brasileiro - SEB. In SEMINÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, LIVRE ACESSO E REGULAMENTAÇÃO, 1996, Foz do Iguaçu. **Anais**. Curitiba : COPEL, 1996. P. 312-324.
37. \_\_\_\_\_, P; SILVA, D. B. da, **II Conferência mundial sobre reestruturação e regulamentação de mercados de energia elétrica - Comércio internacional de eletricidade sob competição - Relato da conferência pelos participantes brasileiros**. Västerås, Suécia, 3-5 de fevereiro de 1997.
38. HOBBS, B. et al. Does choice of multicriteria method matter? An experiment in water resources planning. **Water Resources Research**, Vol 28, nº 7, Julho 1992. P. 1767-1779.
39. JUCHEM, P. A. **Gestão e auditoria ambiental**. Curitiba : Faculdade Católica de Administração e Economia, Centro de Desenvolvimento Empresarial, 1995.

40. KAMOGAWA, L. F. **Monografia sobre modelo institucional do setor elétrico**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
41. LIMA, W. M.; LUNDEQVIST, C. G. O planejamento da expansão do sistema gerador. Rio de Janeiro, **Revista Brasileira de Engenharia**, v. 4, n. 1, p. 5-19, ag. 1987.
42. MATERIAL didático da disciplina de geração. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
43. MELO, E. T. Articulação com os Estados. In SEMINÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, LIVRE ACESSO E REGULAMENTAÇÃO, 1996, Foz do Iguaçu. **Anais**. Curitiba : COPEL, 1996. P. 62-71.
44. MOSCOTE, R. A. Tendências de abertura do setor elétrico, financiamentos e garantias do Banco Mundial. In SEMINÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, LIVRE ACESSO E REGULAMENTAÇÃO, 1996, Foz do Iguaçu. **Anais**. Curitiba : COPEL, 1996. P. 273-281.
45. MÜLLER, A. C. **Hidrelétricas, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo : Makron Books, 1995.
46. PRIVATIZAÇÃO melhora perfil energético. Curitiba : **Gazeta do Povo**, 26 mai. 1997.
47. RAMOS, F. **Oportunidades de participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro**. Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.
48. \_\_\_\_\_, F. **Investimentos em Geração - alguns problemas e perplexidades**. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL. Palestra, 1996. 5 cópias de transparências : p&b.
49. \_\_\_\_\_, F.; FEIL, A. S.; CORDEIRO, M. A. **Relatório sobre a elaboração de um programa que possibilite a tomada de decisões no tocante à geração de energia hidrelétrica**. Curitiba : 1996.
50. \_\_\_\_\_, F.; UMBRIA, F. **Análise multi-critérios de propostas de parcerias à COPEL - relatório preliminar**. Curitiba, 1996.
51. SACK, J. B. **Global electricity strategy - a paradigm shift**. In : International Investment Research, (August 29, 1995). London : Morgan Stanley, 1995.
52. SANTANA, E. A. de. **O planejamento da geração de energia elétrica através de uma metodologia de análise hierárquica por similaridade com as restrições**

- do sistema.** Florianópolis: UFSC, 1994. Tese (Doutorado em Engenharia de Produção) - Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
53. SANTOS, H, S. Produção independente e autoprodução. In SEMINÁRIO DO SETOR ELÉTRICO, LIVRE ACESSO E REGULAMENTAÇÃO, 1996, Foz do Iguaçu. **Anais.** Curitiba : COPEL, 1996. P. 102-109.
  54. SOUZA, A.; CLEMENTE, A. **Decisões financeiras e análise de investimentos.** São Paulo : Atlas, 1995.
  55. SULCONSULT, Consultoria & Engenharia. **Características de um projeto para avaliação através de múltiplos critérios.** 1996.
  56. THOMPSON, F.; GOULART, G. **Chilenos compram a Cerj.** [online] Disponível na Internet via WWW. URL: <http://www.jb.com.br/economia.html#Chileno>. Jornal do Brasil Online. Consulta em 21 de novembro de 1996.
  57. UMBRIA, F. C. **Avaliação de fluxos de receitas de venda de energia elétrica de empreendimentos de geração:** Curitiba, 1997. Projeto de Dissertação (Mestrado em Engenharia Hidráulica) - CEHPAR, Universidade Federal do Paraná.
  58. \_\_\_\_\_, F. C. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e a comercialização de energia elétrica no âmbito do mercado atacadista de energia.** Monografia. Curitiba : Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica - UFPR/COPEL. 1999.
  59. WAISMAN, D. **A lobotomização do dinossauro : ascensão e queda do setor elétrico nacional estatal - um ensaio histórico e político.** 1980.
  60. \_\_\_\_\_, D. **Palestra sobre o setor elétrico brasileiro.** Curitiba : UFPR : COPEL, 1996. Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica
  61. WALD, A. A concessão como instrumento de atendimento das necessidades públicas. Rio de Janeiro, **A Economia Brasileira e suas Perspectivas**, APEC, v. 27, p. 105-118, 1988.
  62. \_\_\_\_\_, A. et al. **O direito de parceria e a nova lei de concessões : análise das Leis 8.987/95 e 9.074/95.** São Paulo : Revista dos Tribunais, 1996.
  63. WALTENBERG, D. A. M. **Base legal do funcionamento do setor elétrico brasileiro - situação atual e tendências.** Curitiba : UFPR : COPEL, 1996, Curso de Especialização em Gestão Técnica de Concessionárias de Energia Elétrica.