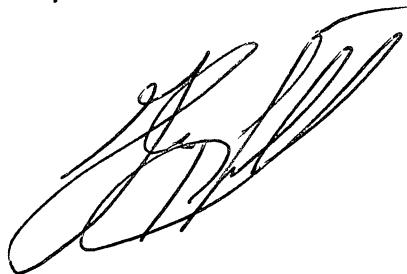


NATALINO DAS NEVES

Excelente trabalho, parabéns.

Nota: 9,5



**A VIABILIDADE DE CONSTRUÇÃO DE TERMELÉTRICA A GÁS NO
CONTEXTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Monografia apresentada para obtenção do título de especialista no curso de Planejamento, Operação e Comercialização na Industria de Energia Elétrica do Setor de Hidrologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Heinz D. Fill

CURITIBA

2003

DEDICATÓRIA

Esta monografia é dedicada em primeiro lugar a Deus que é quem tem o domínio de tudo, à Copel – Companhia Paranaense de Energia que proporcionou esta oportunidade, na pessoa do Sr. Carlos Roberto Vriesman, gerente que aprovou a minha participação no curso.

Em especial, à minha família: Claudneia Gomes das Neves, minha esposa; Natalino das Neves Junior e Nataly Gomes das Neves, meus filhos, que já estão sendo “sacrificados” com minha ausência por estar também concluindo mais uma graduação durante o período.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos professores do Curso de Planejamento, Operação e Comercialização, pelos conhecimentos transmitidos, sem os quais não seria possível a execução desta monografia, em especial ao Prof. Fill, orientador desta monografia, pela disponibilidade e atenção que, em todos os contatos, dispensou, e cujas instruções e opiniões foram de extrema relevância na execução desta pesquisa.

Agradeço, também, a colega da Copel, Márcia Andreassi, que gentilmente forneceu sua monografia que fora apresentada no ano de 2003 para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas no Curso de Ciências Econômicas do Setor de Ciências Sociais da Universidade Federal do Paraná, que foi utilizada como fonte de pesquisa e consta na referência bibliográfica desta monografia.

A outro colega copeliano, engenheiro João Carlos B. Lavado, pelo encorajamento para que eu pudesse concluir este curso de especialização.

EPÍGRAFE

*Porque o Senhor dá sabedoria; de sua boca vem o
conhecimento e a compreensão.*

*Ele tem ajuda para os virtuosos; Ele é escudo para aqueles que
vivem piedosamente.*

Bíblia Sagrada: Livro de Provérbios, capítulo 2, versos 6 e 7

TERMO DE APROVAÇÃO

NATALINO DAS NEVES

A VIABILIDADE DE CONSTRUÇÃO DE TERMELETRICA A GÁS NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Monografia apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Especialista em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Setor de Hidráulica da Universidade Federal do Paraná, pelo seguinte orientador:

Prof. Dr. Heinz D. Fill

Departamento de Hidráulica, UFPR.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	ii
AGRADECIMENTOS	iii
EPÍGRAFE	iv
TERMO DE APROVAÇÃO	v
LISTAS	viii
LISTAS DE SIGLAS	ix
LISTAS DE SÍMBOLOS	x
RESUMO	xi
1. INTRODUÇÃO	1
2. REFERENCIAL TEÓRICO	3
2.1. O SURGIMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA	3
2.2. O CRESCIMENTO DO USO DA ENERGIA E SUA REGULAMENTAÇÃO	6
2.3. A DECADÊNCIA SEGUIDA DE UM DESPERTAR	11
2.4. NOVO MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	17
3. ASPECTOS TÉCNICOS DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA	22
3.1. HIDROELÉTRICAS	22
3.1.1. COMPONENTES DE UMA USINA HIDROELÉTRICA	24
3.1.2. CLASSIFICAÇÃO DE USINA HIDROELÉTRICA	28
3.3. TERMELÉTRICAS	30
3.3.1. TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS	31
3.3.2. TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL	32
3.3.3. TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL	34
4. ASPÉCTOS AMBIENTAIS DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA	38
4.1. HIDROELÉTRICAS	39
4.1.1. LIMONOLOGIA	40
4.1.2. CLIMA	42
4.1.3. SISMOLOGIA	43
4.1.4. FATORES BIÓTICOS	43
4.2. USINAS TERMELÉTRICAS	47
4.2.1. USINAS TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS	47
4.2.2. TERMELÉTRICAS NUCLEARES	49
4.2.3. NOVO MODELO – QUESTÃO AMBIENTAL	51
5. GÁS NATURAL	53
5.1. AR CABOUÇO REGULATÓRIO DO GÁS NATURAL	56
5.2. O PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	59
6. ASPECTOS ECONÔMICO-FINANCEIRO DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA	65
6.1. COMPARATIVO ECONÔMICO: HIDROELÉTRICA X TERMELÉTRICA	67

LISTAS

TABELAS

Tabela 01: Forma de acionamento do dínamo	22
Tabela 02: Algumas hidroelétricas instaladas no brasil.....	24
Tabela 03: Centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil – situação em janeiro de 2002	34
Tabela 04: Centrais termelétricas a gás natural em construção no Brasil - situação em janeiro de 2002	35
Tabela 05: Termelétricas a gás natural outorgadas (construção não-iniciada) – situação em janeiro de 2002.....	36
Tabela 06: Abalos sísmicos ocorridos num raio de 600 km da represa de itaipu.....	43
Tabela 07: PREÇOS – Gás natural nacional (US\$/MMBTU).....	61
Tabela 08: Dados do exercício: comparativo econômico entre hidrelétrica e térmica.....	68
Tabela 09: VPL das despesas da hidroelétrica	69
Tabela 10:VPL das despesas de uma termelétrica	69
Tabela 11: Fluxo de caixa da receita (hidro e térmico).....	72
Tabela 12: Comparativo entre os empreendimentos (hidro x térmico)	73
Tabela 13: Comparativo entre os empreendimentos II (hidro x térmico).....	75

GRÁFICOS

Gráfico 01: BRASIL – Composição do consumo final de gás natural - 1986/2001 (10^6m^3).....	54
Gráfico 02: Fluxo de desembolso da hidroelétrica	69
Gráfico 03: Fluxo de desembolso da termelétrica.....	70
Gráfico 04: VPL das despesas de uma hidroelétrica	71
Gráfico 05: VPL das despesas de uma termelétrica.....	71
Gráfico 04: VPL – hidroelétrica X termelétrica.....	74
Gráfico 05: VPL - hidroelétrica X termelétrica II.....	75
Gráfico 06: TIR - hidroelétrica X termelétrica	76

FIGURAS

Figura 01: Curva típic de entrada e saída de uma termelétrica.....	32
Figura 02: Gasodutos existentes, em construção e em análise no BRASIL.....	37
Figura 03: Eclusa	46
Figura 04: Elevador	46
Figura 05: Reator da usina de chernobyl após acidente	50
Figura 06: Traçado do gasoduto Brasil-Bolívia	55
Figura 07: Autorizações válidas p/ importação de gás natural ATÉ O 2º TRIM 2000	57
Figura 08: Acompanhamento das autorizações para constr./oper. de instalações de transporte de gn – portaria nº 170/98 – período 1998/2000.....	59

LISTAS DE SIGLAS

ANEEL -	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP -	Agência Nacional do Petróleo
BNDE -	Banco Nacional de Desenvolvimento
BNDES -	Banco Nacional de Desenvolvimento Social
CEE -	Comissão Estadual de Energia Elétrica
CEMIG -	Companhia de Energia Elétrica de Minas Gerais
CESP -	Companhia de Energia Elétrica de São Paulo
CHESF -	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CNAEE -	Conselho Nacional de Águas e Energia
CND -	Conselho Nacional de Desestatização
CNP -	Conselho Nacional do Petróleo
Compagas -	Companhia Paranaense de Gás
Copel -	Companhia Paranaense de Energia
CSN -	Companhia Siderúrgica Nacional
DNAEE -	Departamento Nacional de Águas e Energia
EUA -	Estados Unidos da América.
EVA -	Economic Value Added
GCOI -	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GmMV -	Gás Metano Veicular.
GN -	Gás Natural.
GNL -	Gás Natural liquefeito.
MAE -	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME -	Ministério de Minas e Energia
MP -	Medida Provisória
MVA -	Market Value Added
ONS -	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OTAN -	Organização do Tratado do Atlântico Norte
REVISE -	Projeto de Revisão do Setor Elétrico
TMA	Taxa de Mínima Atratividade
UFPR -	Universidade Federal do Paraná
UPGN(s) -	Unidade(s) de Processamento de Gás Natural
YPFB -	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

LISTAS DE SIMBOLOS

km -	Quilômetro
kW -	Quilowatt
KW/h -	Quilowatt-hora
m ³ /dia -	Metros cúbicos por dia
MMBTU -	Milhão de British Thermal Unit, 1 MMBTU = 26,8081 m ³
MW -	Megawatt
nº -	Número
tEP -	Tonelada equivalente de petróleo
US\$ -	Moeda norte-americana (dólar)
US\$/MMBTU -	Dólar por milhão de BTU

RESUMO

Nesta monografia de especialização, discorre-se sobre viabilidade de construção de Termelétricas a Gás Natural no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, para complementar o suprimento das usinas hidrelétricas, objetivando a confiabilidade do sistema elétrico que está intimamente ligada à gestão integrada das usinas e à estratégia de expansão da oferta. São demonstrados os aspectos: técnico, ambiental e econômico-financeiro das usinas hidrelétricas e termelétricas, que servirão de subsídios de comparação entre as duas formas de geração e análise de viabilidade de construção de termelétrica como fonte alternativa. Considero imprescindível para esta avaliação de viabilidade o estudo sobre o suprimento de insumos e, como a termelétrica em estudo é de gás natural, são abordados aspectos relacionados à evolução da indústria do gás natural no Brasil e no mundo, bem como sobre os agentes participantes dessa indústria, o Gasoduto Bolívia-Brasil e preços do gás natural. Apesar das mudanças e de vários avanços no setor elétrico nos últimos anos, o Brasil continua enfrentando uma preocupante crise. O déficit de energia não é mais uma ameaça do futuro. É um problema do presente e que necessita, já, de atenção na busca de soluções de curto, médio e longo prazos.

1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro dispõe de bacias hidrográficas formadas por centenas de rios, espalhados por todas as regiões. Toda essa riqueza permitiu que o País alcançasse posição privilegiada entre outros países, na geração de energia elétrica de origem hidráulica.

O Brasil é um dos líderes mundiais em construções de usina e está entre os países que têm acima de 90% de sua matriz energética baseada na hidroeletricidade. Entretanto, devido a esta predominância hidrelétrica nosso sistema depende muito das afluências aos reservatórios e usinas para garantir o fornecimento de energia elétrica.

A predominância da hidroeletricidade implica elevadas economias de escala e, consequentemente, uma propensão estrutural ao monopólio natural, isto é, a uma situação em que a produção se dá de forma mais eficiente com apenas uma empresa. Diante deste quadro, seria interessante uma maior diversificação da matriz energética brasileira, com maior aproveitamento de outras fontes e formas de energia.

Dentro da estratégia de aumento de oferta de energia elétrica, para enfrentar eventuais estiagens futuras, foi lançado o programa de construção de termelétricas emergenciais, que entrarão em operação apenas em situação de eventual baixa hidrologia, para manter adequado o nível dos reservatórios e garantir o fornecimento de energia elétrica.

Essas mudanças vão provocar uma melhoria na oferta energética brasileira, tornando-a mais confiável. Entretanto, para sua efetivação existem riscos que devem ser analisados e mitigados, principalmente, nos investimentos em termelétricas que têm maior capacidade de geração entre as alternativas, porém, com alguns agravantes como questões ambientais, de aquisição de insumos, imposições contratuais, além do alto custo por MW.

Esta pesquisa se justifica pela necessidade de analisar o investimento em fontes alternativas de geração de energia no setor energético brasileiro como

alternativa à geração hidrelétrica, objetivando a confiabilidade do sistema elétrico, considerando os custos e riscos decorrentes deste investimento, especialmente, em usinas termelétricas a gás natural.

O objetivo deste estudo é estimar e analisar os custos e riscos decorrentes do investimento na construção de usinas térmicas para suprimento de energia do sistema elétrico brasileiro, operando em função dos níveis dos reservatórios hidrelétricos.

Para a apresentação e compreensão do tema, este trabalho está dividido em 09 seções, incluindo esta introdução.

O arcabouço teórico emprega um histórico do surgimento, crescimento da energia elétrica, bem como a estrutura montada e regulamentação do Sistema elétrico Brasileiro até os dias atuais.

Os principais aspectos técnico, ambiental, relativo à indústria do gás natural no Brasil e econômico-financeiro, na construção de usinas hidrelétricas e térmicas, são os tópicos da seção número três, quatro, cinco e seis, respectivamente.

Na seção de número sete , são apresentadas as considerações finais do estudo desenvolvido, discorrendo sobre a análise da viabilidade de construção de Termelétricas a Gás Natural no contexto do setor elétrico brasileiro.

O material bibliográfico empregado e os documentos consultados na elaboração da monografia encontram-se relacionados nas duas últimas seções.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será apresentado o arcabouço teórico sobre o surgimento da energia elétrica, principais fatos ocorridos no mundo e especificamente no Brasil que contribuíram para o seu desenvolvimento ou retardamento, e de forma simplificada, a estrutura e regulamentação que foi se formando até a atualidade.

O capítulo é composto de três seções, as quais estão assim divididas: na primeira seção é apresentado como surgiu a energia elétrica.

O crescimento do uso da energia, fatos ocorridos no mundo e o impacto que tiveram no Brasil, e o início da regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro são desenvolvidos na segunda seção.

Na terceira seção é apresentado o início da decadência do uso da energia, inclusive mencionando graves acidentes ocorridos em usinas nucleares, no Brasil e no mundo, seguido de um novo desenvolvimento influenciado por profundas mudanças políticas ocorridas no Brasil e, por fim, é mencionado o projeto RE-SEB que teve uma importantíssima participação na reestruturação do setor elétrico como a definição do Acordo de Mercado de Energia Elétrica e do Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

Na última seção é apresentado um resumo do “Novo Modelo do Setor Elétrico” instituído por duas medidas provisórias pelo governo federal atual.

A utilização desse arcabouço teórico possibilitará uma melhor compreensão da como surgiu a energia elétrica, sua importância, bem como da estrutura do Setor Elétrico Brasileiro que, entendo, ser útil para o desenvolvimento desta pesquisa.

2.1. O SURGIMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA

Enquanto a revolução francesa mudou a civilização mundial no campo político-social, a revolução industrial inglesa, deixando atrás de si a economia agrária,

mudou-a no campo social-econômico. A industrialização não mais parou, evoluindo permanentemente para vários estágios cada vez mais sofisticados e aproveitando novos insumos que eram descobertos.

Durante as três últimas décadas do século XIX, o mundo passava a ter uma face nova com a ascensão dos EUA como nação forte, e com grandes inovações científicas e tecnológicas no país americano e também na Europa Ocidental, ambos, tanto quanto hoje, pólos de progresso. Esse período caracterizou-se pelo uso de novos materiais, novas fontes de energia e aplicação do conhecimento científica à indústria.

Se na Inglaterra havia surgido a Primeira Revolução Industrial, tendo como base o carvão e o ferro e pouco ultrapassou os limites da própria Europa Ocidental, a Alemanha foi quem determinou o ritmo industrial da Segunda Revolução Industrial, predominando nesta fase o aço e a eletricidade, que se expandiu por todo mundo. Houve uma grande mudança na economia nesse período, bem como o surgiu o primeiro instrumento regulatório sobre energia reconhecido, e surgem grandes empresas no campo da eletricidade, conforme cita PAIXÃO (2000, p. 22).

O uso do cobre na eletricidade, do chumbo nas canalizações de gás e água, do zinco na pintura, do leve alumínio na nascente indústria aeronáutica, assim como o primeiro poço de petróleo perfurado na Pensilvânia em 1859, o dínamo de Siemens em 1867, a lâmpada de Edson de 1879 e a primeira central de forma elétrica inaugurada em Nova York em 1883, foram marcas e marcos iniciais da segunda Revolução Industrial. O electric Lightning Act, assinado pela Rainha Vitória na Grã-Bretanha, é reconhecido como o primeiro instrumento regulatório sobre energia elétrica. Mas, apesar de todas as descobertas, o século XIX encerrava-se sendo o carvão como responsável por noventa por cento da produção energética mundial. E o progresso trouxera, reflexo da superprodução e da competição, profundas mudanças empresariais com o desaparecimento de pequenas indústrias e o fortalecimento de grandes conglomerados empresariais. No campo de eletricidade, é desta época a Siemens da Alemanha, a Brown Boveri da Suíça, a ASEA da Suécia, a GE norte-americana e a Philips holandesa, nomes que chegaram aos dias atuais.

Essa era a característica do final do século XIX: a Alemanha substituindo a Inglaterra na Europa industrial, os EUA emergindo como potência fundamental para o século XX.

Já no Brasil, que foi reconhecido como nação independente somente em

1822, a industrialização demorou a chegar. A economia era mantida fundamentalmente pela extração de pedras preciosas, produção de fumo, açúcar e criação de gado. Portanto, um produtor secundário de matérias-primas.

Com o advento da Guerra com o Paraguai (1865-1870) verificou-se a necessidade do país se desenvolver em outros ramos de atividade. No final da guerra, dois fatos, foram predominantes para o Brasil: a luta política pela extinção do regime escravocrata e a ascensão dos militares, do novo exército vitorioso na Guerra do Paraguai. Mais do que nunca se debatia o que estava acontecendo no mundo, cada um buscando reforçar seus próprios argumentos. E uma força nova surgia nesse mundo de então: a eletricidade.

Depois de uma visita de D. Pedro II aos Estados Unidos, em 1876, para participar à Exposição de Filadélfia, onde conheceu e convidou Thomas Edison para uma apresentação de seus aparelhos e lâmpadas no Brasil, a história da eletricidade no território brasileiro mudou:

... a eletricidade foi introduzida no Brasil em 1879, quando seis lâmpadas elétricas, acionadas por dois dínamos, substituíram os 46 lampiões de gás da Estação Central do Brasil, no Rio de Janeiro. Segundo alguns, esta substituição teria inspirado o inconformado letrista daquela tão bonita música popular “lampião de gás, lampião de gás, quanta saudade você me traz”. A partir daí, o uso da eletricidade, inicialmente em eventos experimentais, foi se espalhando (PAIXÃO, 2000, p. 24).

Em 1883, surge a hidroeletricidade no Brasil: um minerador, mesmo sem um documento formal de concessão, constrói uma usina hidrelétrica em Ribeirão do inferno, afluente ao rio Jequitinhonha em Diamantina, Minas Gerais. Neste mesmo ano, os primeiros bondes elétricos começaram a circular em Niterói e em Campos. Campos, também foi a primeira cidade da América do Sul iluminada por um sistema de iluminação pública, que na oportunidade, possuía um acervo de 39 lâmpadas.

Em 1889, em Juiz de Fora, é construída a primeira usina hidrelétrica brasileira com a finalidade de serviço público, com a “extraordinária” potência instalada de 0,25 MW. A usina foi construída no Rio Paraibuna, conhecida por “Marmelos”, de propriedade do industrial Bernardo Mascarenhas. Em 1899, a São

Paulo Light and Power recebe a primeira concessão de energia elétrica no país.

A partir dos anos 90 a energia elétrica passa a ser explorada também com objetivos industriais e o século XIX termina com 12 MW de potência instalada e com 17 milhões de habitantes.

2.2. O CRESCIMENTO DO USO DA ENERGIA E SUA REGULAMENTAÇÃO

O advento da eletricidade foi fundamental para que novos inventos fossem introduzidos no mundo no primeiro terço do século XX, como por exemplo: a fabricação de 400 automóveis pela Oldsmobile por ano em 1901, Santos Dumont com seu dirigível contornava a Torre Eiffel em Paris, Marconi transmitia uma mensagem telegráfica da Inglaterra ao Canadá, Thomas Edison inventava a bateria de níquel-ferro com solução alcalina. Em 1909, Henry Ford cria a linha de montagem e a produção em série e, em 1926, primeiras imagens televisivas eram obtidas por um escocês

O Brasil, nesse período, ainda tinha sua economia sustentada pelas exportações agrícolas, o papel do Estado no desenvolvimento da indústria foi limitado. Porém, ainda que de forma gradativa, o país se desenvolvia industrialmente suportado pelo incremento do uso da eletricidade. Inovações tecnológicas como o disco, a fotografia e o carro chegavam ao país.

Segundo Paixão (2000, p. 29), o Brasil foi beneficiado economicamente com o advento da Grande Guerra na Europa: “*O período da Grande Guerra na Europa, 1914 a 1918, foi, ironicamente, benéfico para o Brasil: os países litigantes precisavam de matéria-prima, o que aumentou as exportações brasileiras. Além disso, as nações envolvidas no conflito não estavam exportando, o que exigiu o desenvolvimento industrial por aqui*”.

Apesar do país ter vivido um dos períodos mais tumultuados entre 1922 e 1926, em que o presidente Arthur Bernardes teve seu mandato quase que completo em estado de sítio, foi uma época de crescimento e a demanda de energia elétrica era

crescente.

Com o investimento estrangeiro e as possibilidades oferecidas pelas bacias hidrográficas para o aproveitamento hidrelétrico, a potência instalada que no final do século XIX era de 12 MW passa a ser de 570 MW em 1930, enquanto que a população que era 17 passa para 37 milhões.

Em 1903, segundo PAIXÃO (2000, p. 30), foi publicada no Brasil a primeira regulamentação sobre energia elétrica. Os contratos de concessão eram firmados entre concessionárias de serviços de eletricidade e municípios ou estados.

... Aquele era o artigo 23 da lei 1.145 de 31.12.1903, que foi regulamentada pelo decreto 5.407 de 27.12.1904. Entretanto, por aquela época, os concessionários de serviços de eletricidade firmavam os seus contratos de concessão com os municípios ou estados, possivelmente onde fosse mais fácil fazê-lo! De qualquer forma, todas as homenagens à Lei 1.145!

Já em 1906, a lei 1.167 autorizava o Executivo a elaborar o Código de Águas. O crescimento do uso da eletricidade era um fato. Em todo o país crescia o mercado consumidor de energia elétrica, com as localidades sendo supridas por pequenas centrais hidrelétricas ou termelétricas.

O alto crescimento do consumo aliado a uma das maiores estiagens do século, provocaram o primeiro racionamento de energia em 1924. O racionamento ocorreu mais precisamente em São Paulo. A empresa São Paulo Light promoveu em tempo recorde, onze meses, a construção da Usina Hidrelétrica de Rascão, com potência de 22 MW. Em 1925, com o início da construção da Usina de Cubatão, as dimensões das usinas mudaram e começou a se falar em centenas de megawatts e não mais em dezenas como até então.

Em termos mundiais, o período de 1930 a 1950 é considerado como o mais difícil devido às ideologias e guerras que sacudiram o mundo de então: nazismo na Alemanha, fascismo na Itália, comunismo na União Soviética, Japão e China em guerra, guerra civil espanhola, revolução chinesa e, por fim, a Segunda Guerra Mundial. No Brasil, ao contrário, houve um intenso crescimento industrial. As

exportações e importações brasileiras diminuíram e forçaram o desenvolvimento da indústria nacional.

Enquanto que nos primeiros 30 anos do século XX não se teve a preocupação com a regulamentação do setor, nos vinte anos seguintes (1930-1950) o enfoque foi diferente, sendo que a expansão se deu de forma bem modesta.

O Código das Águas, instrumento fundamental para o desenvolvimento equilibrado do setor elétrico brasileiro, cujo projeto havia surgido de uma encomenda do governo em 1906, finalmente é promulgado em 10 de julho de 1934 pelo Presidente Getúlio Vargas, depois de passar pelo congresso, Comissão de Constituição e Justiça da Câmara e no Senado.

Foi criado, em 1938, o Conselho Nacional do Petróleo. Também, nesse mesmo ano, o decreto-lei 852 fez depender de autorização ou concessão federal o estabelecimento de linhas de transmissão e redes de distribuição. Em 1939, o decreto-lei 1284, criou o CENAEE, precursor do DNAEE, que, ligado diretamente à Presidência da República, tinha como atribuições manter estatísticas, organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código de Águas e examinar as questões tributárias referentes à energia elétrica.

Em 1940, dois decretos-lei importantes: um estipulava a necessidade de autorização para aproveitamento termelétrico e outro estabelecia penalidades para empresas que se negassem a iniciar ou continuar o fornecimento de energia elétrica para os consumidores. Também, no início dos anos 40 surge a CSN.

Visando estabelecer um razoável mecanismo de convivência entre o Estado, as empresas elétricas e o processo inflacionário da economia brasileira, a partir de 1940, segundo PAIXÃO (2000, p. 38), uma série de medidas liberalizantes do governo foi adotada em relação ao estabelecido no Código de Águas.

... - foram removidos os obstáculos legais para expansão do sistema, independente da revisão dos contratos de concessão; - mudança constitucional, conforme dito anteriormente, passou a permitir ao governo que autorizasse aproveitamentos hidrelétricos por empresas estrangeiras já estabelecidas no país; - os contratos de concessão anteriores a

1930 foram sancionados em 1943, sendo autorizado um aumento tarifário provisório “dentro da razoabilidade e não pela forma de serviço pelo custo”.

Além da criação do CNAEE, citado anteriormente, a década de 40 marcou o aparecimento de mais duas importantes entidades públicas de porte do setor elétrico brasileiro: Comissão Estadual de Energia Elétrica – CEEE, no Rio Grande do Sul, em 1943; Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, em 1948.

Seguiu-se um novo período pós-guerra, marcado por um aumento das forças político-militares mundiais, de um lado a coalizão Europa Ocidental e Estados Unidos (OTAN) e do outro a União Soviética e seus países periféricos (Pacto de Varsóvia), que refletiu em um grande salto tecnológico: *“Aquela situação levou a uma corrida armamentista sem precedentes na história contemporânea, gerando, em consequência, um desenvolvimento tecnológico-militar extraordinário em ambos os lados, mas com reflexos positivos para a sociedade civil só do lado dos países da OTAN, principalmente dos Estados Unidos (PAIXÃO, 2000)”*.

Na segunda metade do século XX, quase todas as indústrias já estão mecanizadas e a automação alcança todos os setores das fábricas. As inovações técnicas aumentam a capacidade produtiva das indústrias e o acúmulo de capital. Na década de 60, a União Soviética envia Yuri Gagarin ao espaço, os americanos conseguem pisar na lua, é descoberto a pílula anticoncepcional, surge a televisão via-satélite, é efetuado o primeiro transplante de coração do mundo.

Nos anos 70 os feitos espaciais se multiplicaram, a tecnologia traz conforto para a sociedade e autoconfiança militar, mas também acontece o pior acidente nuclear da história, o acidente com a Usina Nuclear de Three Mile Island, localizada no estado da Pensilvânia, que no dia 28 de março de 1979 começou a emitir gases radioativos para a atmosfera, devido a problemas em seu sistema de resfriamento, o que provocou a exposição de parte do núcleo do reator.

No Brasil, Getulio Vargas, de 1951 a 1954, adotando uma linha desenvolvimentista-nacionalista, procurou estimular o crescimento industrial dotando

o país de instrumentos para este fim: criou o BNDE (atual BNDES) em 1952, a Petrobrás, em 1953, e enviou projeto lei ao Congresso para criação da Eletrobrás, em 1954, três meses antes do seu suicídio.

O governo de Juscelino Kubitschek, alicerçado pelo binômio da campanha eleitoral “Energia e Transporte”, foi marcado pelas grandes obras: a estrada Belém-Brasília, a capital federal, a indústria automobilística e as hidrelétricas de Três Marias e Furnas. Em 1961, foi criado o Ministério de Minas e Energia, e em 1962 a Eletrobrás, ambos no ano seguinte à aprovação de suas constituições. Em 1962, também foi criado o Empréstimo Compulsório da Eletrobrás, resgatáveis em 10 anos com juros de 12% ao ano.

Os militares assumem o poder em 1964, ocorre uma grande aproximação com o capital externo, mas também um posicionamento nacionalista-estatizante muito forte. O setor elétrico, considerado de “segurança nacional”, fica, praticamente, nas mãos do Estado, com a estatização final dos grupos Light e Amforp na década seguinte.

O período 70-80 foi aquele em que o setor elétrico atingiu o seu ápice e, também, iniciou o seu declínio. A década de 70 é denominada de fase do “milagre econômico”: ascensão da classe média, inflação baixa, emprego, entre outros. Surge nesta época a Transamazônica, Itaipu e o Programa Nuclear. Em 1973 foi criado do GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada, instituição basilar do setor, que só viria a ser extinto em 1999, com a instituição do ONS.

Não houve neste período grande expansão de geração e sistemas de transmissão no país, exceto nos estados de São Paulo, Minas Gerais e do Paraná, onde o poder econômico, político e estado emergente, respectivamente, falaram mais alto e, suas empresas, CESP, CEMIG e COPEL, continuaram fazendo suas grandes obras.

No início da década de 70, o Brasil tinha uma capacidade instalada de 11.000 MW e quando acabou, logo após a segunda crise de petróleo, tinha o país quase 32.000 MW instalados, muitos empreendimentos paralisados e empresas endividadas. Porém,

com dificuldades, o sistema elétrico conseguiu manter o abastecimento de energia durante os desanimadores anos 80.

2.3. A DECADÊNCIA SEGUIDA DE UM DESPERTAR

A década de 80 foi marcada principalmente pela expansão do liberalismo e o fim do comunismo que tiveram uma influência significativa na economia mundial:

O mundo viveu uma década política e economicamente fascinante, assistindo à expansão do liberalismo, a contenção e substituição dos regimes de fora e o fim do comunismo, enquanto regime e ideologia. O liberalismo, sustentado ideologicamente pelo eixo Grã Bretanha – Estados Unidos, sob os governos de Thatcher e Reagan, começava convencendo a China Comunista a importar Charutos, convencia o Chile a reformar a estrutura do Estado e terminava com a África do Sul libertando Mandela. Mas a França, do primeiro governo Mitterrand, estatizava bancos e empresas. Os principais países latino-americanos, Brasil e Argentina, se redemocratizavam, embora outros menores, como El salvador, Nicarágua e Guatemala vivessem sob guerra civil (PAIXÃO, 2000, p. 45).

Diminui a corrida pelo espaço e, em 26 de abril de 1986, acontece, na Ucrânia, o maior acidente jamais registrado em uma instalação nuclear no mundo: Usina Nuclear de Tchernobil. Inicialmente, mantido sob um rigoroso sigilo que posteriormente foi sucumbido à ciência e tecnologia: estações meteorológicas da Suécia, Finlândia e Dinamarca captaram indícios de radioatividade, levando à confissão pública do problema no reator 4 da usina pela União Soviética (este assunto será melhor detalhado no capítulo quatro que trata dos aspectos ambientais).

No final da dessa década, aparece a figura de Mikhail Gorbachov lançando os programas “Perestroika” e “Glasnost” objetivando uma reorganização do Estado, adequando-o ao mundo cada vez mais sofisticado e ávido por liberdade. Segundo PAIXÃO (2000, p. 46), Gorbachov não recebeu o reconhecimento merecido ao afirmar: *“Estes programas em verdade aceleraram o fim da União Soviética, Gorbachov foi desacreditado mundialmente e, talvez, só a história que se contará no século XXI o reconhecerá”*.

No mês de novembro de 1989, acontece um fato até então considerado

“impossível” de ser realizado: cai o Muro de Berlim, símbolo de uma época, e em 1991, a “poderosa” União Soviética desaparece de cena. Portanto, aberta a porta para profundas mudanças na Alemanha e no mundo.

Paralelamente ao que acontece no mundo, no início deste período, no Brasil, surge o Programa do Álcool e junto uma dramática recessão que se abateu sobre o país de 1981 a 1983. Desenvolve-se uma importante abertura política e pela primeira vez, em 1982, os governos estaduais são eleitos pelo voto direto. Em 1986, o governo federal lança o Plano Cruzado, surge nova moeda e o famoso congelamento de preços. No início, o plano levou o povo brasileiro novamente sonhar, porém, não durou muito para surgir as decepções. No ano seguinte, o país volta a realidade: inflação, desemprego, estagnação econômica e desilusão.

Ocorre o primeiro e trágico acidente nuclear que viria a provocar a morte de 15 pessoas em Goiânia. Uma cápsula de 700 kg contendo o elemento radioativo Césio 137 foi jogada no lixo e posteriormente vendida a um ferro-velho, que ao ser aberta provocou o acidente que repercutiu no mundo todo.

Este período, provavelmente influenciado reflexo dos prejuízos na natureza, é marcado também por uma forte conscientização ambiental, o que, independente de seus méritos e suas razões, provocou e tem provocado uma série de dificuldades para consecução da infraestrutura energética e de transporte no país.

Para amenizar a forte crise do país, após o segundo choque do petróleo, o governo federal usou os setores públicos produtivos, especialmente o setor elétrico, como instrumentos de política econômica. Isto resultou em um rígido controle tarifário, e consequentemente, levou muitas empresas, que já estavam endividadas em vista das obras dos anos 70 e sem tarifas adequadas, ao mercado internacional comprar equipamentos para obras futuras e, infelizmente, tiveram sua situação agravada.

Tentando corrigir a situação houve tentativas de mudanças na legislação, mas sem surtir o efeito desejado:

..., o que aconteceu nos anos 80 foram “remendos” na legislação, inconseqüentes e visando

apenas resolver situações momentâneas (como exemplo pode-se citar o “RENCOR”. Quem se lembra? ...) e uma tentativa válida e reforçada, mas amadora e, vista de hoje, sem a menor possibilidade de dar certo: O REVISE – Projeto de Revisão do Setor Elétrico, que durante quase dois anos movimentou trezentos profissionais brasileiros. Faltou ao REVISE, antes de tudo, uma consultoria externa experiente que pudesse ser o ponto de convergência das idéias, orientado tecnicamente o processo e quiçá evitando os problemas de saúde que lá afloraram, fruto do entusiasmo e do “vestir a camisa” de alguns, quase todos... (PAIXÃO, 2000, p. 49).

A entrada em operação das usinas de Itaipu para o Sul-sudeste e de Tucuruí para o norte-nordeste não foram suficientes para impedir os dois “black-outs” de 18 de abril de 1984 e 17 de setembro de 1985, ocorridos nas regiões sul e sudeste e provocando imensas repercussões no país. Para agravar mais a situação, surge também o grave problema da inadimplência setorial, o “calote”.

O setor elétrico inicia uma nova década em situação desastrosa, conforme informa PAIXÃO (2000, p. 50): *“Ao entrar nos anos 90 o setor estava absolutamente deteriorado, com mais de vinte grandes obras paralisadas, empresas endividadas e sofrendo sérias consequências de administrações oportunistas, calotes intra-setoriais tornados rotina, pessoal destreinado e desmotivado e só um fato a salvar-lhe: a recessão que inibia o crescimento do mercado consumidor.”*

O mundo estava sendo revolucionado pelo mundo tecnológico, enquanto ocorria a guerra do Iraque, o desaparecimento da União Soviética com a independência de suas quinze repúblicas e o fim do “apartheid” na África do sul, hábitos estavam passando por grandes mudanças, principalmente de trabalho: calculadoras, celulares, escritórios ambulantes (uso de laptop), entre outros. Juntamente com esta evolução e chamada “modernização” veio também fatos desagradáveis como: desemprego alarmante, imigração descontrolada, pessoas vivendo sem segurança e proliferação do uso de drogas.

No Brasil, os primeiros 06 anos da década de 90 foram caracterizados pela busca de reforma do Estado, através da consolidação das instituições democráticas, processo de privatização do setor siderúrgico, início da privatização do setor elétrico e a decisão política de privatizar o setor de telecomunicações.

Ocorreu um sensível amadurecimento da idéia de cidadania, pressionando legislativos a adotar medidas corretivas através de apurações em CPI's e cassação de mandatos políticos de má atuação, como por exemplo, o “impeachment” do presidente Fernando Collor. O consumidor passou a ser mais respeitado através de um Código de qualidade reconhecida mundialmente. Além disso, o desenvolvimento das comunicações em todos os sentidos trouxe ao Brasil, rapidamente, evoluções tecnológicas.

A situação do setor elétrico não foi diferente da década de 80. O setor continuou passando por fortes dificuldades, agravadas pelos movimentos grevistas e pela própria falta de credibilidade dos governos. A partir de 1993, pressionado cada vez mais por uma perspectiva de crise no setor, foi encaminhado e aprovada a Lei 8631/93, cognominada “Lei Eliseu” em homenagem a Eliseu Resende (Eletrobrás).

Essa lei foi um instrumento setorial muito importante, possibilitou a extinção do RENCOR, estipulou o uso da RGR pela Eletrobrás, reduziu o caminho financeiro para a energia de Itaipu, permitindo a contratação direta entre Itaipu e Eletropaulo, propiciou mais liberdade tarifárias às concessionárias, entre outras alterações.

Objetivando o aumento de capacidade instalada no país através da formação de consórcios para construção de usinas hidrelétricas, foi criado o Decreto 915/93, sendo que a energia produzida devia ser utilizada para consumo próprio e o eventual excesso negociado com a respectiva empresa concessionária.

Em 1995, a Lei 8987, acabou com o princípio da concessão “cativa” de novas instalações para o “dono da área de concessão” e, a Lei 9074, implantava a figura do Produtor Independente de Energia, definiu critérios para concessões novas e prorrogações das existentes, bem como para instalações de transmissão.

Por fim, o governo federal autorizou o Ministério de Minas e Energia – MME a desenvolver propostas, apresenta-las ao CND - Conselho Nacional de Desestatização, juntamente com o programa de privatização dos ativos federais e propôs projeto de lei visando a constituição de uma agência reguladora para a área de

energia elétrica.

Nasce então, em 01 de agosto de 1996 o projeto RE-SEB. Trabalho este, que após sua conclusão em agosto de 1998, resultou numa ampla reestruturação do setor elétrico como a definição do Acordo de Mercado de Energia Elétrica, que passou a se constituir pelo chamado “Documento Básico das Regras do MAE” composto por: Formação de Preços, Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, Submercados, Geração Térmica, Serviços de Sistema e Transações Internacionais; bem como, do Estatuto do ONS.

Em 2001, ocorreu o grande racionamento que assustou a população. Houve uma mudança circunstancial nos hábitos dos consumidores, pois o governo, através da mídia, convocou a população para economizar no consumo de energia e a resposta do consumidor foi extraordinária, o que desencadeou uma significativa diminuição do consumo de energia no país. Reestabelecido a níveis “satisfatórios” o armazenamento de água nos reservatórios, o racionamento foi suspenso.

Foi criado em março de 2002, o Encargo de Capacidade Emergencial, apelidado de Seguro Apagão, equivalente a R\$ 4,90 para cada 1.000 Kwh consumidos, o que representa um acréscimo médio de cerca de 2% na tarifa de energia e é atualizado pela ANEEL.

Há quem defende que o racionamento deveria ser mantido, considerando prematuro a sua suspensão, como é a opinião do engenheiro João Suassuna¹ em entrevista concedida à Agência Carta Maior.

Se tivéssemos mantido o racionamento de 2001 em patamares adequados à manutenção do conforto do usuário, teríamos economizado água suficiente no São Francisco para geração hidrelétrica, não estariam necessitando do acionamento das térmicas e não estariam aumentando ainda mais a carga tributária do contribuinte nordestino.

A cidade do Recife enfrenta um racionamento na oferta de água que já dura praticamente

¹ João Suassuna , engenheiro agrônomo e pesquisador da Fundação Joaquim Nabuco, é considerado um dos maiores especialistas na questão hídrica nordestina.

20 anos. Atualmente, tem-se água na cidade dia sim e dia não. Em passado mais recente, a coisa já esteve bem pior. A cidade chegou a amargar 9 dias de racionamento em alguns bairros.

... O chamado Grande Recife, região com mais de 3 milhões de habitantes, demanda um volume de cerca de 14 m³/s de água potável, e o sistema que o abastece só tem condições de ofertar 12 m³/s. Faça chuva ou faça sol, estejam as represas cheias ou vazias, o esquema é sempre o mesmo: há um déficit volumétrico antigo de abastecimento da população, implicando na necessidade dos racionamentos e na obrigatoriedade de a população praticar verdadeira ginástica para conviver com esse tipo de situação.

... Se fizermos uma avaliação da evolução dos problemas energéticos do Nordeste ao longo dos anos e aproveitando a adaptação demonstrada pela população recifense no enfrentamento de situações adversas - a exemplo do longo racionamento d'água em sua região metropolitana -, iremos chegar à conclusão de que não deveríamos ter abandonado o racionamento de energia elétrica vivenciado por todos os nordestinos em 2001².

Em dezembro de 2003, os reservatórios, principalmente no nordeste, davam sinais da possibilidade de voltarmos à situação de penúria hídrica da época do racionamento. Este fato levou as autoridades responsáveis pelo setor a iniciar a geração de energia através de termelétricas movidas a gás natural e diesel, como forma de complementar, no sistema de distribuição, a energia gerada nas hidrelétricas devido às indesejáveis características hidrológicas atualmente existentes.

Com o acionamento das térmicas, além do já mencionado encargo emergencial, segundo o engenheiro João Suassuna, terá a cobrança demais dois impostos, além do indesejável impacto ambiental que as térmicas proporcionam.

... Com o acionamento das térmicas, dois outros tributos irão entrar em vigor: o Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, para pagar a operação, o lucro e a depreciação das geradoras, do mercado atacadista de energia - MAE e das concessionárias; e o Encargo de Energia Livre Adquirida no Mercado Atacadista de Energia - EELAM, para pagar a diferença entre o valor de compra de energia da geradora e o valor pago ao MAE.

... além do mais, as térmicas poluem em demasia o ambiente, lançando na atmosfera grandes quantidades de óxidos de nitrogênio, principalmente o NO e NO₂, produtos sabidamente nocivos à saúde das pessoas³.

Fica evidente que os investimentos no setor, principalmente na ampliação

² Agência Carta Maior, página principal, 15 de dezembro de 2003.

³ Agência Carta Maior, página principal, 15 de dezembro de 2003.

das linhas de transmissão de energia, ainda não foram suficientes. Caso contrário, não teria sentido acionar as térmicas que tem um custo mais elevado, que ainda, segundo Suassuna "... sabendo-se que o custo da energia gerada nesse tipo de fonte é três vezes maior do que o daquela produzida em hidrelétricas".

2.4. NOVO MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Após quase um ano de governo Lula, veio a público, dia 11/12/2003, o novo modelo institucional do setor elétrico, com a promessa de garantir tarifas mais baixas, afastar os riscos de racionamento, estabelecer um marco regulatório estável e criar condições favoráveis para a retomada dos investimentos na expansão do sistema.

O presidente, em pronunciamento na mídia, afirmou: "*daqui em diante, tudo será feito de uma forma muito mais planejada. Os apagões e o racionamento de energia, que causaram grandes consequências para o consumidor, para a situação financeira das empresas e para o desenvolvimento econômico, são uma página virada na nossa história*".

O presidente Luis Inácio Lula da Silva assinou duas medidas provisórias que deverá ser encaminhada para aprovação do senado em abril de 2004, antes sujeitas a emendas: uma adotando o novo modelo - 144/2003 e outra criando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – 145/2003, que irá responder pela comercialização da energia vendida das geradoras para as distribuidoras, por meio de licitações pelo menor preço. A CCEE entra em operação em 90 dias e será fiscalizada pela ANEEL.

Além da CCEE, o novo marco regulatório do setor elétrico cria mais 02 estruturas no Ministério de Minas e Energia para assegurar o cumprimento do novo modelo. A Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. A EPE será responsável pela execução de estudos para definição da matriz energética e planejamento da expansão do setor. O CMSE

monitorará as condições de atendimento da demanda de energia e recomendará ações preventivas.

A mudança proporcionada pelo novo modelo vai valer para todos os contratos feitos ou aprovados pela ANEEL a partir do dia 30 de abril de 2004, mas os contratos em vigor poderão ser prorrogados, e a renovação será de acordo com as novas regras.

O novo modelo dá mais poderes ao Ministério de Minas e Energia, que vai controlar grande parte do funcionamento do setor – a partir de agora, o ministério passa a concentrar diversas atribuições que eram da ANEEL, como realização das licitações e concessão de outorgas.

Essa transferência de poder de decisão para um órgão de governo como o Ministério de Minas e Energia tem provocado críticas por vários analistas do setor, como por exemplo, de que o MME está mais sujeito às pressões de natureza política, o que pode inibir a atração de novos investimentos. Em defesa às críticas, a ministra de Minas e Energia, rebate:

“O novo modelo traz regras claras e vai aumentar a competição. A competição está de volta ao mercado de energia elétrica”. Essa opinião é da ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, convencida de que o Modelo Institucional do Setor Elétrico, anunciado na semana passada, devolve ao segmento um cenário propício para investimentos da iniciativa privada, indispensáveis para sustentar um crescimento da economia de 3,5% ao ano, conforme estima a área econômica do governo Lula.”⁴

... A ministra disse ainda que, ao contrário de avaliações que vêm sendo publicadas, no novo modelo a ANEEL não perderá espaço. Ela afirmou que a sua função fiscalizadora é “estratégica”. Além disso, a ANEEL continuará operacionalizando os leilões de concessão. “Nós achamos que é nossa função fazer o planejamento para a licitação e dizer quais são as usinas que entram e o que sai. Agora, a operacionalização da licitação não quero para mim, não. Isso é da ANEEL. E nunca pretendi tirar isso da ANEEL.”⁵

Além disso, o governo definirá o nome do presidente do ONS (Operador

⁴ Gazeta Mercantil, Brasília, 15 de dezembro de 2003, Riomar Trindade e Mariana Mazza.

⁵ Valor Online, Brasília, 15 de dezembro de 2003.

Nacional do Sistema Elétrico). Hoje, quem escolhe o presidente do ONS é um conselho formado por representantes do setor privado e do governo.

As distribuidoras ficarão proibidas de contratar energia de geradoras do próprio grupo. A ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, foi enfática ao dizer que: “*o novo modelo garante tarifas mais baixas para os consumidores*”. A compra de energia pelas distribuidoras será por meio de leilão.

Em entrevista concedida ao Valor Online⁶, a ministra informa que já está previsto para os meses de setembro e novembro de 2004, os primeiros leilões dentro da nova regra:

O governo já definiu as premissas do primeiro leilão de usinas que será feito dentro das novas regras do setor elétrico. Segundo informação da ministra de Minas e Energia, Dilma Rousseff, nesta entrevista ao Valor, ele está previsto para ocorrer entre os meses de setembro e novembro de 2004 e prevê a licitação da construção de lotes de 4.500 megawatts (MW) de energia, em que serão necessários investimentos de US\$ 4,8 bilhões. Todas as usinas deverão estar concluídas até 2009...

As grandes distribuidoras serão obrigadas a contratar 100% da energia para seu mercado cativo por meio da CCEE. As chamadas fontes alternativas de geração, como energia eólica e biomassa, no entanto, poderão ser comercializadas fora das licitações da CCEE, já que têm custos mais elevados.

A maior empresa da região Sul, a Copel, foi também a que mais protestou contra as novas regras, principalmente a proibição da autocontratação. Com um parque gerador já amortizado com potência máxima instalada de 4,5 mil megawatts (MW), a empresa produz mais de 60% da energia que consome e reclama que a partir de agora terá de abastecer-se integralmente no "pool", pagando preços mais altos.

Em nota oficial, o presidente da Copel, Paulo Pimentel, disse que a decisão do Ministério das Minas e Energia "acabará punindo Estados que apostaram no desenvolvimento e investiram na construção de usinas, preocupados em garantir condições para o seu crescimento". Segundo ele, o governador do Paraná, Roberto

⁶ Valor Online, Brasília, 15 de dezembro de 2003.

Requião, "foi o primeiro a levantar-se contra esta injustiça".

A direção da Companhia Energética de Minas Gerais recebeu com satisfação a divulgação do novo modelo para o setor. "*De modo geral é bom, é um avanço em relação às primeiras propostas e não é uma ruptura com o modelo atual, como se pensou que seria*", analisou o diretor de finanças da Cemig, Flávio Decat. Pelas novas regras, a Cemig , como a Copel, ficará obrigada a fazer a desverticalização, dividindo a companhia em três empresas distintas, de geração, transmissão e distribuição. O diretor informou que a Cemig cumprirá a determinação o mais rápido possível.

Na mesma direção, ao organizar o pool de comercialização de energia o governo optou por centralizá-lo em uma recém-criada Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), subordinada ao MME e que deverá substituir o MAE. Além disso, a MP proíbe as empresas de distribuição de comercializarem energia para consumidores livres.

Mesmo depois do anúncio, o presidente da CPFL - maior grupo privado de energia nacional - Wilson Ferreira Júnior, acha que ainda falta mais clareza para o novo modelo. Na opinião dele, até agora ficou conhecida a essência do modelo, mas ainda precisa ser conhecida a regulamentação. "*No curto prazo, não virão novos investimentos para o setor*", disse. E justificou: "*investimentos de infra-estrutura têm longo prazo de maturação então é preciso se conhecer cada detalhe da regulação do setor, pois sem eles é praticamente impossível conseguir financiamentos para os projetos*". Contrário à concentração de poder nas mãos do governo, Ferreira Júnior se considerou aliviado com o comprometimento da ministra de honrar os atuais contratos⁷.

O presidente da república, na mídia, afirmou que o novo modelo representa a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo e o acompanhamento, no curto prazo, do mercado e do suprimento de energia. Segundo ele, o modelo estabelece a

⁷ Valor Online, Porto Alegre, 15 de dezembro de 2000, por: Sérgio Bueno e Christiane Martinez.

competição nas licitações para a geração de energia, em função da menor tarifa e dois ambientes de contratação, um regulado e um livre.

Todas estas decisões irão impactar de forma decisiva na avaliação dos riscos nos investimentos, quer seja em novas usinas hidrelétricas ou termelétricas.

3. ASPECTOS TÉCNICOS DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA

Nas grandes usinas de eletricidade, a energia mecânica fornecida a um dínamo rotativo é transformado em energia elétrica. A rotação do dínamo pode ser obtida de diferentes formas, como indica a tabela a seguir:

TABELA 01: FORMA DE ACIONAMENTO DO DÍNAMO

tipo de usina	acionamento do dínamo
Hidrelétrica	fluxo de água
termelétrica	máquina térmica alimentada por combustíveis comuns: carvão, petróleo, gás natural, entre outros
nuclear	máquina térmica, normalmente uma turbina a vapor, que se utiliza da fissão nuclear para obter o aquecimento da água

FONTE: O AUTOR

As opções para aumento da oferta de energia passam pela construção de novas hidrelétricas e de linhas de transmissão cada vez mais longas, muitas delas na região amazônica, ou pela geração termelétrica, passível de ser viabilizada em locais mais próximos dos grandes centros consumidores, a exemplo das Regiões Sul e Sudeste.

O Brasil, apesar da grande predominância de geração hidroelétrica, também possui um pequeno percentual de usinas térmicas, caracterizando assim o Sistema Elétrico Brasileiro em um sistema hidrotérmico. Neste capítulo será apresentado o aspecto técnico desses dois agentes de produção de energia elétrica

3.1. HIDROELÉTRICAS

A energia proveniente das quedas-d'água é há muito tempo aproveitada pela humanidade. Como exemplos tivemos o monjolo (engenho rústico movido por água e empregado para pilar milho e descascar café) e as rodas d'água e hoje as usinas hidrelétricas.

A energia elétrica de origem hidráulica é produzida com o aproveitamento

do potencial hidráulico de um rio, utilizando seus desniveis naturais ou artificiais, como quedas d'água, complementados com a construção de barragens, que proporcionam, em alguns casos, usos múltiplos: irrigação, piscicultura, entre outros.

Dê uma forma simplista a geração hidráulica se dá através da interrupção do curso normal de um rio mediante uma barragem, provocando a formação de um lago artificial conhecido como reservatório. A água retirada do reservatório é levada até a casa de força através de túneis, canais ou condutos metálicos. Depois de passar pela turbina, na casa de força, a água volta ao leito do rio no chamado canal de fuga.

A água faz com que a turbina gire, juntamente com o gerador acoplado mecanicamente a ela. É assim que a energia hidráulica se transforma em energia mecânica. O resultado final é a energia mecânica transformada em energia elétrica. Nesta mesma seção será descrita a função de cada componente de uma usina hidrelétrica.

A geração hidráulica está ligada à vazão do rio, ou seja, à quantidade de água disponível em um determinado período de tempo e à altura de sua queda. A composição desses dois parâmetros resulta no potencial de energia elétrica a ser aproveitado, conforme define EDSON (2001, p. 54).

A potência produzida por uma turbina hidráulica depende da altura de queda a que esteja submetida. Entende-se por altura de queda, a altura definida como a diferença entre o nível montante e nível jusante, para um dado instante de tempo. O nível montante é a função não-linear do volume armazenado, enquanto o nível jusante é a função não-linear da vazão defluente.

Cada usina possui a sua particularidade, exigindo estudos e planejamentos distintos, como informa ZULCY (1983, p. 14).

...Raramente, no entanto, vazões e desniveis se apresentam em condições ideais (ou quase) para esse tipo de obra, o que exige um cuidadoso estudo e planejamento de cada caso particular, visando sempre um menor custo do investimento por kW instalado, que se reflete no menor custo do kWh produzido, meta final de todos os aproveitamentos. Decorre daí a enorme variedade de centrais hidrelétricas existentes, não havendo duas centrais iguais.

A tabela seguinte apresenta informações a respeito de algumas usinas

hidrelétricas instaladas no Brasil.

TABELA 02: ALGUMAS HIDROELÉTRICAS INSTALADAS NO BRASIL

Usina	rio	potência (kW)	área (hA)	KW/hA
BALBINA	UATUMÃ	250.000	112.000	2,23
TUCURUÍ	TOCANTINS	7.260.000	242.400	29,95
ITAIPU	PARANÁ	12.600.000	135.000	93,33
SEGREDO	IGUAÇU	1.260.000	8.250	152,73
XINGÓ	SÃO FRANCISCO	5.000.000	8.500	588,24

FONTE: GOLDEMBERG, JOSÉ. ENERGIA NUCLEAR: SIM OU NÃO? RJ, JOSÉ OLYMPIO, 1987.

3.1.1. COMPONENTES DE UMA USINA HIDROELÉTRICA

Basicamente, uma central hidrelétrica compõe-se das seguintes partes: captação, adução, casa de máquinas ou de força, restituição de água e descarga, cada qual constituindo um conjunto de obras e instalações, projetadas harmoniosamente para poder operar eficientemente em conjunto.

Alguns fatores são fundamentais para o planejamento destes componentes, conforme descreve ZULCY (1983, p. 15).

... O grau de complexidade de cada uma dessas partes depende de diversos fatores, tais como a potência, a localização da casa de máquinas em relação à captação e à restituição, etc. Podemos dizer que as centrais em desvio, com quedas médias e altas, são as que apresentam o maior número de componentes, porém não são, em geral, as que, para uma dada potência, apresentam o maior custo por kW instalado. Elas se caracterizam pelo fato de a parcela principal o desnível utilizado decorrer da própria declividade do rio. A capacitação é feita em um ponto de cota bem mais elevada que a da restituição, coduzindo-se a água para a central através de condutos, com superfície livre ou em pressão, que por motivos econômicos devem ter o menor desenvolvimento possível.

Porém, não pode ser ignorado as subestações, que são pontos de distribuição da energia que é produzida pelos geradores ao sistema elétrico através do sistema de transmissão, chegando por fim, via sistema de distribuição de energia ao consumidor final.

3.1.1.1. Captação

É constituída basicamente pela barragem e o reservatório. As barragens constituem obras transversais aos álveos dos rios, bloqueando a passagem da água e formando os reservatórios. Têm por finalidade principal a criação de uma diferença de níveis entre o espelho d'água do reservatório e o canal de fuga e formar um reservatório para regularização de vazões.

ZULCY (1983, p. 16-20) classifica a barragem em três categorias:

Barragens a gravidade – são aquelas em que o equilíbrio estático da construção, sob a ação das forças externas (expuxo hidrostático), realiza-se pelo próprio peso da estutura, com o auxílio eventual da componente vertical do empuxo que atua sobre seus paramentos.

Barragens a arco - tiram proveito da propriedade de as estruturas em arco resistirem com facilidade a cargas uniformemente distribuídas sobre seu dorso, transmitindo-as para suas ombreiras. Nessas condições, as forças decorrentes do empuxo hidrostático são transferidas para as margens e o fundo do rio.

Barragens a arco-gravidade – são barragens que têm sua planimetria em forma de arco, mas, por outro lado, funcionam parcialmente como barragens a arco e parcialmente a gravidade.

Segundo VENTURA (1987, P.1) um dos benefícios dos reservatórios é aumentar a energia garantida: “... *Com o efeito de regularização através dos reservatórios, o sistema passa a armazenar parte do excesso de energia disponível nos períodos chuvosos, e utilizá-la nos períodos secos, conseguindo desta forma, aumentar a energia garantida*”.

Os reservatórios quando utilizados para o controle de cheias trazem um conflito de objetivos com a produção de energia, pois reduz o volume máximo operativo e consequentemente a capacidade de produção dos aproveitamentos. (FORTUNATO, 1990, P. 36).

A operação dos diversos reservatórios deve respeitar o princípio da conservação de água nos reservatórios. Assim, o volume de água que aflui a cada reservatório em um determinado período é igual à soma dos valores do volume perdido sob a forma de evaporação e/ou infiltração, variação do nível do reservatório e defluído. (EDSON, 2001, P.52).

3.1.1.2 Adução

O sistema de adução é composto basicamente pelos seguintes componentes: tomada de água, condutos de adução, câmaras de carga e chaminés de equilíbrio.

1. **Tomada de água** - é o ponto onde se inicia a condução da água para as turbinas, pode estar incorporado à barragem ou pode constituir uma estrutura independente.

Seu equipamento consta, basicamente de:

- Grades de proteção – intercepta material carregado pelo rio e que possa danificar ou travar as turbinas;
- Comporta – abre ou fecha a admissão da água nos condutos;
- Tubo de aeração – permite a entrada de ar na tubulação após um fechamento rápido das comportas, par evitar a formação de depressões no interior das tubulações de adução que poderiam levar a seu esmagamento (ZULCY, 1983, p. 26-27).

2. **Condutos de adução** - destina-se à condução da água da barragem às turbinas, podem ser condutos de baixa pressão ou condutos forçados. Executados em forma de galerias, túneis escavados em rocha e a céu aberto.

- Condutos de baixa pressão – apresentam, normalmente, baixas declividades e, consequentemente, baixas velocidades de escoamento, o que permite, quando em galerias através de rochas sãs, a dispensa de revestimento.
- Condutos forçados – escoamento se dá a pressões crescentes de montante para jusante, estando sua parte inferior submetida à pressão máxima do aproveitamento.

3. **Câmaras de carga** - são empregadas quando a alimentação do conduto forçado se realiza através de canais ou galerias de superfície livre. Constituídas em geral por expansões nas extremidades dos canais formando pequenos reservatórios de água, aos quais estão conectadas as partes superiores dos condutos forçados (ZULCY, 1983, p. 33).

4. **Chaminés de equilíbrio** - são constituídas, basicamente, por construções verticais de formas variadas, dispostas no ponto de transição entre os condutos de baixa

pressão e os condutos forçados. Tem a função de amortecer as oscilações de vazões e do golpe de aríete. O amortecimento pode ser acelerado pela introdução de estrangulamentos na entrada das chaminés. Segundo ZUCY (1983 P. 37): “*Suas formas e dimensões dependem das condições locais, das oscilações máximas admissíveis e do grau de amortecimento desejado, pois esses fatores influenciam a marcha das turbinas, podendo, em casos extremos, provocar problemas de estabilidade de regulação*”.

3.1.1.4. Casa de máquinas ou de força

Basicamente, na casa de máquinas está situado o conjunto: turbina (motor que transforma a energia hidráulica em trabalho mecânico) + gerador (recebe o trabalho mecânico e o transforma em energia elétrica) e seus agregados como os reguladores de velocidade e tensão, os equipamentos auxiliares responsáveis pelo comando de pórticos, ponte rolante, comportas, sistema de refrigeração, sistemas de medição e demais serviços auxiliares (iluminação, no-breaks).

A energia potencial gravitacional, devido ao represamento da água, é utilizada para colocar a turbina em movimento. Quanto à operação de uma turbina hidráulica deve se levar em conta o inter-relacionamento das seguintes variáveis: altura e queda, vazão turbinada e rendimento da turbina. Para cada altura de queda, o conjunto turbina-gerador é capaz de produzir uma potência máxima às custas de um turbinamento (engolimento) máximo daquela queda.

A potência de uma usina hidroelétrica é dada por $P=\rho g Q H \eta$. Nessa expressão, ρ é a densidade da água, g é a aceleração da gravidade, Q é a vazão da água, H é a queda livre, isto é, o desnível descontado das perdas na tubulação de adução, e o η é o rendimento da máquina. Assim, para se obter uma grande potência hidráulica é preciso um rio de grande vazão (Q), e um grande desnível (H).

...São maiores em tamanho e têm capacidade para regularizar as vazões de um mês, de um ano ou mesmo de vários anos. Isto que dizer que, iniciando sua operação completamente cheios e defluindo sua vazão de regularização, estes reservatórios demorariam alguns meses, um ano ou alguns anos para serem esvaziados e reenchidos completamente. Os reservatórios de regularização anual ou plurianual atenuam bastante o efeito da variabilidade das afluências naturais, devido ao armazenamento em períodos úmidos e deplecionamento em períodos secos.

3.1.2.2. Fio d'água

Este tipo de usina, em geral, somente pode utilizar água à medida que esta chega até ela, pois dispõe de uma capacidade de armazenamento muito pequena. Podendo acumular certa quantia em horas de carga reduzida, conforme EDSON (2001, p. 51): “... *Algumas usinas desse tipo dispõem de suficiente capacidade de armazenamento (represamento) para possibilitar a acumulação da água durante os horários de carga reduzida, a fim de utilizá-la quando a usina estiver operando em horário de carga elevada*”.

Num sistema sem capacidade de regularização, isto é, sem reservatório e composto apenas por usinas a fio d'água, a energia garantida é a mínima energia natural afluente.

3.1.2.3. Armazenamento por bombeamento

Durante o período de demanda reduzida a água é bombeada de um represamento no canal de fuga até um reservatório elevado, para posterior utilização, em atendimento aos períodos de carga máxima. Sua utilização é usual em sistemas de predominância térmica, pois possibilita aumentar o fator de carga das usinas térmicas aproveitando horas de carga mínima e proporcionar potência suplementar para atender a demanda máxima do sistema.

... Nos períodos em que há maior disponibilidade de energia no restante do sistema, a água é bombeada do reservatório de menor cota para o reservatório superior. Nos períodos de maior consumo, o reservatório superior é deplecionado e a água é turbinada para aumentar a produção do sistema. Nas instalações mais modernas, são empregados equipamentos

reversíveis capazes de operar como bombas e turbinas. A instalação desse tipo de usina é condicionada pelo rendimento do ciclo energético (FORTUNATO, 1990, P. 35 e 36).

3.3. TERMELÉTRICAS

A energia térmica ou calorífica é resultado da combustão de diversos materiais, como carvão, petróleo e gás natural. Ela pode ser convertida em energia mecânica por meio de equipamentos como a turbina a vapor, motores de combustão ou turbinas a gás.

As usinas termelétricas utilizam a reação de combustão, na qual uma determinada substância reage com o oxigênio liberando energia. A substância utilizada é um combustível comum, e a energia liberada produz o aquecimento de água que, transformada em vapor, coloca a turbina em movimento.

As usinas nucleares utilizam a fissão nuclear, uma reação nuclear na qual um núcleo atômico de urânio, ao ser atingido por um nêutron, se divide em núcleos menores, liberando uma enorme quantidade de energia.

Como suplemento às usinas hidrelétricas, as térmicas têm o funcionamento semelhante a um reservatório, como afirma VENTURA (1987, p. 2).

O efeito de uma usina termelétrica é semelhante ao de um reservatório. Durante os períodos hidrológicos críticos – anos secos consecutivos – quando toda a energia armazenada nos reservatórios e a energia natural afluente são utilizadas, a usina termelétrica opera para atender ao acréscimo de carga garantida que ela proporciona ao sistema. Fora destes períodos críticos, parte da energia secundária existente é utilizada para suprir o acréscimo da carga garantida, resultando em um maior uso do armazenamento e diminuição da energia secundária, que de outra forma seria vertida.

A termoelectricidade ainda não atingiu no Brasil números que possam chegar próximos aos da hidroelectricidade, já que o país tem aproveitado preferencialmente a abundância dos seus recursos hídricos. Mas, como os fatores inerentes à produção e ao consumo de energia elétrica são aleatórios e, a garantia de atendimento ao consumidor é medida em termos probabilísticos, as térmicas tendem a ocupar maior espaço no Setor Elétrico Brasileiro.

Com a finalidade de aumentar o abastecimento de energia elétrica foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), em 24 de fevereiro de 2000, com a edição do Decreto 3.371, para incentivar a geração de energia elétrica por meio de usinas térmicas. O programa oferece condições favoráveis aos investidores interessados em construir usinas termelétricas.

O Governo Federal criou o PPT para que nosso parque gerador de energia elétrica não permaneça mais na dependência de boas condições hidrológicas. A maioria das termelétricas vai utilizar gás natural como combustível, tornando-se as principais consumidoras de gás do País.

O gás natural, além de ter uma combustão mais limpa e homogênea, substitui a queima de derivados de petróleo, entre outras vantagens. Devido à importância da disponibilidade de combustíveis para a operacionalização das usinas, e considerando o objetivo desta pesquisa, o gás natural será tratado em um capítulo específico.

3.3.1. TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS

As usinas termelétricas podem ser divididas em dois grandes grupos: as convencionais e as nucleares:

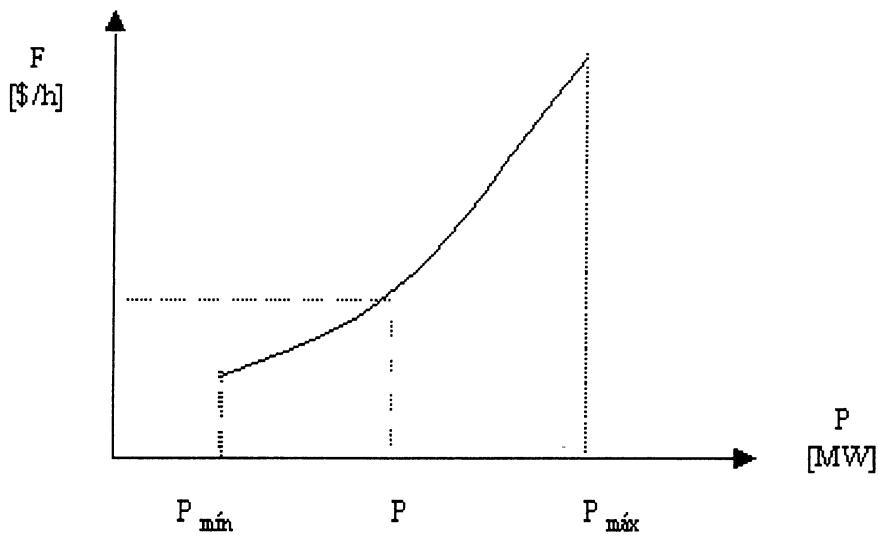
- a) Convencionais – utilizam como combustível materiais fósseis como carvão, óleo combustível, gás natural, entre outros. Podendo ser divididas ainda em: usinas com turbinas a vapor, a gás e em usinas com combustão direta.
- b) Nucleares – utilizam combustíveis físsveis como urânio natural ou enriquecido.

Qualquer tipo de usina termelétrica é representada nos estudos de planejamento de geração através de características físicas e restrições operativas, tais como: potência máxima, combustível usado, consumo específico, taxa de tomada de carga e nível mínimo operativo.

Um parâmetro relevante na caracterização operativa de uma termelétrica é

seu custo incremental, o qual representa, a taxa de aumento do consumo de combustível e de custo de operação, em função de um incremento no seu nível de geração. Na figura 01 poderá ser observada uma curva típica ilustrativa do custo incremental de operação.

FIGURA 01: CURVA TÍPICA DE ENTRADA E SAÍDA DE UMA TERMELÉTRICA



FONTE: EDSON, 2001, P. 57.

O gás natural implica em alterações decorrentes do uso do gás em queimadores e caldeiras. Desta forma o seu emprego tem sido direcionado especificamente para as turbinas a gás. Para estas, o uso de derivados de petróleo se mostra mais restrito na medida em que estas requerem combustíveis mais nobres.

3.3.2. TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL

A geração térmica a partir de gás natural é efetuada pela queima do gás combustível em turbinas de gás e seu desenvolvimento é relativamente recente, ou seja, após a Segunda Guerra Mundial, tendo o seu uso mais generalizado somente nos últimos 20 anos.

Pouco se difundiu dessa tecnologia no âmbito do setor elétrico devido, entre outros motivos, a restrições de oferta de gás natural, o baixo rendimento térmico das turbinas e os custos de capital relativamente alto. Porém, nos últimos anos o quadro

tem-se modificado. Entre as alternativas de expansão de capacidade de geração de energia elétrica, o gás natural tem-se despontado em vários países, inclusive no Brasil, principalmente pelo esgotamento dos melhores potenciais hidráulicos do país e a construção do gasoduto Bolívia-Brasil.

O mercado de turbinas a gás é atendido pelos fabricantes de turbinas aeroderivadas com várias capacidades. As turbinas aeroderivadas operam também com óleo diesel ou o gás natural. Existem ainda turbinas a gás industriais "Heavy Duty", que operam com óleo tratado, que não contém componente agressivo ao metal das turbinas. Segundo a ANEEL (2002, p.91), as maiores turbinas a gás chegam a 330 MW de potência e os rendimentos técnicos atingem 42%.

As turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais (BAJAY ET AL, 2000).

Devido à perda de energia nos gases de exaustão, têm-se empregado outras tecnologias, como o ciclo combinado (que foram propostos em 1960 e colocados em operação somente em 1970) para recuperar essas perdas:

Apesar dos ganhos alcançados no rendimento térmico das turbinas a gás operando em ciclo simples, seu desempenho tem sido prejudicado pela perda de energia nos gases de exaustão. Entre outras tecnologias empregadas na recuperação dessa energia, destaca-se a de ciclo combinado, por meio da geração de vapor e da produção de potência adicional. Tem-se, assim, uma combinação dos ciclos de turbinas a gás e turbinas a vapor, por meio de trocadores de calor, nos quais ocorre a geração de vapor, aproveitando-se a energia dos gases de exaustão da turbina a gás. Esse processo ainda pode ser melhorado com a queima de combustível suplementar, principalmente quando há disponibilidade de combustíveis residuais. Conceitualmente, os ciclos combinados foram propostos nos anos 1960, mas apenas nos anos 1970 é que as primeiras unidades geradoras, de pequena capacidade (a maioria na faixa de 15 MW a 20 MW), foram construídas e postas em operação. O rendimento térmico nominal das primeiras unidades era apenas da ordem de 40% (ANEEL 2002, p. 92).

Atualmente, os ciclos combinados são comercializados em uma ampla faixa de capacidades, módulos de 2 MW até 800 MW, e apresentam rendimentos térmicos

próximos de 60%. Esse avanço, aliado ao aumento da oferta de gás natural e, consequente, redução dos preços, tem tornado os ciclos combinados uma alternativa importante para a expansão da capacidade de geração de energia elétrica (ANEEL, 2002, p.92).

Outras melhorias também foram implementadas, como a redução das irreversibilidades nas caldeiras.

... Outros melhoramentos importantes são a redução das irreversibilidades nas caldeiras de recuperação e a redução das perdas térmicas entre os dois ciclos (das turbinas e a gás e a vapor). A redução das irreversibilidades pode ser viabilizada com a geração de vapor em diferentes níveis de pressão. Sistemas de maior capacidade têm sido projetados para dois ou três níveis de pressão com a possibilidade de reaquecimento no nível de pressão intermediária. Já a redução das perdas pode ser viabilizada com a diminuição da temperatura dos gases de exaustão (ANEEL, 2002, p. 92).

3.3.3. TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL NO BRASIL

Conforme tabela abaixo, em janeiro de 2002, havia 32 centrais termelétricas a gás natural em operação no Brasil, perfazendo uma capacidade de geração de 2.753 MW. Em sua maioria, constituída de centrais de pequeno porte, porém, como pode ser observado, também com grandes empreendimentos como a Uruguaiana, no Rio Grande do Sul com 640 MW.

TABELA 03: CENTRAIS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL EM OPERAÇÃO NO BRASIL – SITUAÇÃO EM JANEIRO DE 2002

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Pot. KW
Uruguaiana	AES Uruguaiana Empreendimentos Ltda	Uruguaiana	RS	639.900
Santa Cruz	Furnas Centrais Elétricas S/A	Rio de Janeiro	RJ	600.000
Eletrobolt	Sociedade Fluminense de Energia Ltda	Seropédic	RJ	350.000
Macaé Merchant	El Paso Rio Claro Ltda	Macaé	RJ	350.000
Copene	Petroquímica	Camaçari	BA	250.400
CTEII	CSN-Companhia Siderúrgica Nacional	Volta Redonda	RJ	235.200
Willian Anjona	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S/A	Campo Grande	MS	120.000
Suzano	Companhia Suzano de Papel e Celulose	Suzano	SP	39.900
Camaçari (Fases I e II)	FAFEN Energia S/A	Camaçari	BA	30.000
Metalúrgica Caraíba	Caraíba Metais S/A	Doas d'Ávila	BA	18.000
Brahma	Energyworks do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	RJ	13.080
Nitro Química	Companhia Nitro Química Brasileira	São Paulo	SP	12.000
Energy Works Jacareí	Energyworks do Brasil Ltda	Jacareí	SP	9.800
Eucatex	Eucatex S/A Indústria e Comércio	Salto	SP	9.800
Messer	Messer Griesheim do Brasil Ltda	Jundiaí	SP	8.000

Alto do Rodrigues	Petróleo Brasileiro S/A	Alto do Rodrigues	RN	6.500
Geração – Área II	Coop. dos Prod. De Cana de SP	Limeira	SP	6.000
Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Pot. KW
Termo Toalia	Companhia de Tecidos Norte de Minas	João Pessoa	PB	5.680
Energy Works Pacatuba	Energyworks do Brasil Ltda	Pacatuba	CE	5.552
Globo	Infoglobo Comunicações Ltda	Duque de Caxias	RJ	5.160
PROJAC	TV Globo Ltda	Rio de Janeiro	RJ	4.950
Iguatemi Fortaleza	Cond. Civil Shopping Center Iguatemi	Fortaleza	CE	4.794
Ponta do Costa	Refinaria Nacional de Sal S/A	Cabo Frio	RJ	4.000
Koblitz Energia Ltda	Suape, CGDe, Koblitz Energia Ltda	Cabo Sto Agostinho	PE	4.000
Bayer	Bayer S/A	São Paulo	SP	3.840
Carioca Shopping	Adm. Carioca de Shopping Centers Ltda	Rio de Janeiro	RJ	3.200
CINAL/TRIKEM	Trikem S/A	Marechal Deodoro	AL	3.188
Latasa Jacareí	Latas de Alumínio S/A	Pedregulho	SP	2.560
Latasa Santa Cruz	Latas de Alumínio S/A	Rio de Janeiro	RJ	2.240
Vitória Apart Hospital	Vitória Apart Hospital S/A	Serra	ES	2.100
Inapel	Inapel Embalagens Ltda	Guarulhos	SP	1.204

FONTE: ANEEL, 2002.

Em 2002, havia 14 centrais em construção, perfazendo um total de 6.857 MW de potência instalada. Como indicado na tabela 04, com exceção da Iguatemi Bahia, com apenas 8,3 MW, os demais são projetos de grande porte, variando de 108 MW a 1.163 MW.

TABELA 04: CENTRAIS TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL EM CONSTRUÇÃO NO BRASIL - SITUAÇÃO EM JANEIRO DE 2002

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Pot. KW
Termo-Rio	Termo-Rio S/A	Duque de Caxias	RJ	1.162.800
Ibirité	Ibiritermo Ltda	Ibirité	MG	851.700
Norte Fluminense	Termelétrica Norte Fluminense S/A	Macaé	RJ	765.000
Termopernambuco	Termopernambuco S/A	Ipojuca	PE	637.500
Canoas (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	Canoas	RS	601.800
Nova Piratininga (I e II)	Petróleo Brasileiro S/A	São Paulo	SP	571.200
Riogen I	Rio de Janeiro Generation Ltda	Seropédica	PR	484.500
Araucária	U.E.G. Araucária Ltda	Araucária	PR	484.500
Três Lagoas	Petróleo Brasileiro S/A	Três Lagoas	MS	465.800
Termoceará	Termoceará Ltda	Caucaia	CE	270.000
Termobahia I	Termobahia Ltda	São Francisco do Conde	BA	255.000
Juiz de Fora	Termelétrica Juiz de Fora S/A	Juiz de Fora	MG	143.650
Corumbá	Termocorumbá Ltda	Corumbá	MS	108.000
Iguatemi Bahia	Shopping Center Iguatemi Bahia	Salvador	BA	8.310

FONTE: ANEEL, 2002.

A tabela 05 apresenta as termelétricas a gás natural com projetos autorizados, cuja construção não havia sido iniciada até janeiro de 2002, construídas, na sua maioria, por autoprodutores.

De modo geral, essas usinas estão sendo construídas e operadas por autoprodutores, atendendo simultaneamente às suas necessidades de calor e potência elétrica (co-geração). Em 1998, havia 2.614 MW de potência instalada dos quais 37% no setor sucroalcooleiro e

27% na industria de papel e celulose. As perspectivas são de que essa capacidade seja quadruplicada até 2003, com destaque para o setor de refino de petróleo, que terá sua participação aumentada de 6% para 41%. Também o setor de comércio e serviços deverá ocupar posição importante nesse cenário, passando de 2% para 14% a sua participação em termos de capacidade instalada (ANEEL, 2000).

TABELA 05: TERMELÉTRICAS A GÁS NATURAL OUTORGADAS (CONSTRUÇÃO NÃO-INICIADA) – SITUAÇÃO EM JANEIRO DE 2002.

Empreendimento	Proprietário	Município	UF	Pot. KW
Carioba II	InterGen do Brasil Ltda	Americana	SP	1.517.940
São Paulo I & II	Onyx Generating Ltda	Piratininga	SP	1.350.000
CCBS (Cubatão)	Baixada Santista Energia Ltda	Cubatão	SP	950.000
DSG Mogi Mirim (Fase I e II)	D.S.G. Mineração Ltda	Moji-Mirim	SP	890.800
Araraquara	Emp. Bras. de Geração de Energia	Araraquara	SP	570.570
Paulínia	D.S.G. Mineração Ltda	Paulínia	SP	552.500
Cuiabá II	Geração Centro Oeste Ltda	Cuiabá	MT	529.500
Cabiúnas	Light Serviços de Eletricidade S/A	Paracambi	RJ	511.200
Duke Energy (D1)	Duke Energy 1 Brasil Ltda	Pederneiras	SP	510.100
Eletrobrás (Fase I e II)	Centrais Elétricas Brasileiras S/A	Macaé	RJ	500.000
Termocatarinense Norte - UTCN	TCN Energia Ltda	Guaramirim	SC	392.810
Dunas	BP Brasil Ltda	S. Gon. Amarante	CE	374.000
Ribeirão Moinho	Termoelétrica Ribeirão Moinho Ltda	Andradina	SP	357.000
Fortaleza	Central Termelétrica Fortaleza S/A	Caucaia	CE	356.500
Vale do Açu	Termoaçu S/A	Alto do Rodrigues	RN	347.400
Mato Grosso do Sul Power (I e II)	El Paso Mato Grosso do Sul Ltda	Campo Grande	MS	288.150
Capuava	Capuava Cogeração Ltda	Santo André	SP	271.830
Valparaiso	Soc. Valparaisense de Energia Ltda	Valparaiso	SP	260.800
Pecém	Nordeste Energia S/A	Caucaia	CE	240.000
Campo Grande	Emp. Energética de MS S/A	Campo Grande	MS	237.150
Paraíba	Companhia Paraibuna de Gás	João Pessoa	PB	137.530
Termosergipe (Fases I e II)	Termosergipe S/A	Carnópolis	SE	135.000
Energy Works Rhodia	Energyworks do Brasil Ltda	Paulínia	SP	103.600
Paulínia				
Coteminas	Cia de Tecidos Norte de Minas	S. Gon. Amarante	RN	99.732
Termocabo	Termocabo Ltda	Cabo de S. Agostinho	PE	94.600
Energy Works Rhodia	Energyworks do Brasil Ltda	Santo André	SP	69.000
Santo André				
Energy Works Corn Products Mogi	Energyworks do Brasil Ltda	Mogi Guaçu	SP	34.900
Polibrasil Globenergy	Polibrasil Resinas S/A	Mauá	SP	23.080
Geradores de Energia F-42	Emp. Brasileira de Aeronáutica S/A	S. J. dos Campos	SP	11.010
Energy Works Com Products	Energyworks do Brasil Ltda	Balsa Nova	PR	10.800
Jacareí	Companhia Brasileira de Bebidas	Jacareí	SP	10.500
Jaguariúna	Companhia Brasileira de Bebidas	Jaguariúna	SP	7.902
Engevix – Limei 1	Engevix Engenharia Ltda	Limeira	SP	6.000
Juatuba	Companhia Brasileira de Bebidas	Juatuba	MG	5.250
CEG	Cia. Dist. De Gás do Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	RJ	4.984
Vulcabrás	Comercial Vulcabrás Ltda	Horizonte	CE	4.980
Camaçari Ambev	Ind. de Bebidas Antártica S/A	Camaçari	BA	4.907
Paraíba Ambev	Ind. de Bebidas Antártica S/A	João Pessoa	PB	4.907
Rio de Janeiro Refrescos	Rio de Janeiro Refrescos Ltda	Rio de Janeiro	RJ	4.800

Coca-Cola				
S. A. V. – Unisinos	S. A. V. – Unisinos	São Leopoldo	RS	4.600
Vitopel Globenergy	Vitopel do Brasil Ltda	Mauá	SP	3.800
Empreendimento	Proprietário	Município	UF	
Praia da Costa	Construtora Sá Cavalcanti Ltda	Vila Velha	ES	3.646
Shoping Taboão	TDS Centro Comercial Ltda	Taboão da Serra	SP	3.646
Stepie Ulb	Stepie Ulb S/A	Taboão da Serra	SP	3.646
Salinas Perynas	Companhia Salinas Perynas	Cabo Frio	RJ	3.000
IGW/Service Energy	IGW Trust S/A	São Paulo	SP	2.955

FONTE: ANEEL, 2002.

FIGURA 02: GASODUTOS EXISTENTES, EM CONSTRUÇÃO E EM ANÁLISE NO BRASIL.



FONTE: GASNET

4. ASPÉCTOS AMBIENTAIS DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA

A crescente preocupação da sociedade civil com as questões ambientais e a legislação ambiental brasileira cada vez mais restritiva tem suscitado o debate sobre a necessidade de se mitigar os impactos ambientais causados pela construção e operação de projetos de energia, em especial termelétrica, linhas de transmissão, dutos de óleo e gás, bem como os empreendimentos relacionados à exploração e refino do petróleo e do gás natural.

Diversos decretos, leis e resoluções ambientais foram sancionados no Brasil nos últimos anos, destacando-se aqueles relacionados ao processo de licenciamento ambiental os quais definem a viabilidade do empreendimento e estabelecem condicionantes para a sua construção e operação.

O sistema energético compreende as atividades de extração, processamento, distribuição e uso de energia e é responsável pelos principais impactos ambientais da sociedade industrial. Seus efeitos nocivos não se restringem ao nível local onde se realizam as atividades de produção ou de consumo de energia. Um dos exemplos mais contundentes são as alterações climáticas devidas ao acúmulo de gases na atmosfera (efeito estufa).

Todas as etapas da indústria energética até a utilização de combustíveis provocam algum impacto ao meio ambiente e à saúde humana. A extração de recursos energéticos, seja petróleo, gás, carvão, biomassa ou hidroeletricidade, têm implicações em mudanças nos padrões de uso do solo, recursos hídricos, alteração da cobertura vegetal e na composição atmosférica. As atividades de mineração (carvão e petróleo) empregam cerca de 1% da mão de obra global, mas são responsáveis por cerca de 8% dos acidentes de trabalho fatais.

As atividades relacionadas com a produção e uso de energia liberam para a atmosfera, água e solo diversas substâncias que comprometem a saúde e sobrevivência

não só do homem, mas, principalmente, da fauna e flora. Alguns desses efeitos são visíveis e imediatos, outros têm a propriedade de serem cumulativos e de permanecerem por várias décadas ocasionando problemas e outras são passageiras e desaparecem ao cabo de alguns anos ou décadas.

A seguir, serão apresentadas as principais consequências ambientais, buscando ênfase, no caso de termelétricas, para os efeitos do gás natural.

4.1. HIDROELÉTRICAS

Dentre as fontes que compõem nossa matriz energética, a hidráulica é a menos poluente. Entretanto, se não forem tomadas as devidas precauções, os impactos ambientais causados pela construção das barragens hidrelétricas podem ser devastadores.

Há uma opinião mais ou menos generalizada que aponta a eletricidade proveniente de usinas hidroelétricas como uma “energia limpa”. Do ponto de vista ambiental, porém, trata-se de uma meia verdade. Apesar de poluírem menos que as usinas termelétricas, elas estão longe de ser uma solução para todos os males ecológicos.

Embora a construção de reservatórios, grande ou pequena, tenha trazido enormes benefícios para o país, ajudando a regularizar cheias, promover irrigação e navegabilidade de rios, ela também pode trazer impactos irreversíveis ao meio ambiente. Isso é especialmente verdadeiro no caso de grandes reservatórios. Uma das ameaças atuais à floresta amazônica e a outros ecossistemas brasileiros é a construção dessas usinas. Nas últimas décadas, a Amazônia tornou-se alvo das estratégias de desenvolvimento e integração territorial de diversos países da América do Sul.

Existem impactos relacionados com mudanças na composição e propriedades químicas da água, na temperatura, concentração de sedimentos, e outras modificações que ocasionam problemas para a manutenção de ecossistemas à jusante dos

reservatórios. Esses empreendimentos, mesmo bem controlados, têm tido impactos na manutenção da diversidade de espécies (fauna e flora) e afetado a densidade de populações de peixes, afetando ciclos de reprodução e condições de sobrevivência.

O Brasil tem acumulado grande experiência com o resultado das várias usinas hidroelétricas que foram construídas na Amazônia, sendo os maiores exemplos as usinas de Tucurui e Balbina, que romperam a continuidade de extensos blocos florestais com inundação de parte da floresta nativa, ocasionando alterações na composição e acidez da água, que no caso de usina de Balbina, teve impacto no próprio desempenho da usina. Até recentemente as turbinas apresentavam problemas de corrosão e depósito de material orgânico, devido a alterações que ocorreram na composição da água.

Podem ocorrer vários tipos de impactos ambientais com a instalação de hidrelétricas. Alguns deles serão descritos a seguir.

4.1.1. LIMONOLOGIA

A maior alteração causada pela construção das barragens fica por conta da transformação de meios aquáticos: lóticos (rios) em lênticos (lagos). Devido a esta mudança, as características físico-químicas das águas sofrem alterações bruscas, criando um novo ecossistema que, aos poucos, retorna a um novo estado de equilíbrio.

A turbulência superficial das águas é muito importante para a sua oxigenação, com a transformação de um meio lótico em lêntico, a concentração de oxigênio dissolvido na água geralmente diminui. O grande potencial oferecido pelas quedas d'água atrai a construção de barragens justamente para estes locais, extinguindo um importante mecanismo de oxigenação da água.

Para minimizar o efeito da redução de oxigênio dissolvido, pode-se construir pequenas quedas d'água artificiais para a oxigenação da água e/ou rever a altura, na coluna de água do reservatório, onde será feita a tomada de água para a geração de

energia elétrica, evitando uma depleção do oxigênio ainda maior.

No grande lago formado pela barragem, onde, com suas grandes profundidades, formam-se camadas de água com diferentes temperaturas e consequentemente, camadas com diferentes concentrações de oxigênio, como também de material hidrotransportado, o que limita o desenvolvimento de espécies aquáticas a uma camada em específico.

A temperatura da água influí no metabolismo dos organismos aquáticos. Para as algas, por exemplo, a fotossíntese e a respiração são eventos dependentes da temperatura da água e ainda, cada espécie de alga possui um limite de síntese de biomassa (crescimento) decorrente desta relação. Acima das temperaturas “ótimas”, a taxa de fotossíntese cai por causa dos danos causados nos cloroplastos.

Para alguns animais a temperatura regula os processos metabólicos relacionados à maturação, reprodução, taxa de crescimento, entre outros, sendo que, pequenas variações na temperatura durante longos períodos podem levar espécies à extinção. Esses impactos, mais uma vez, podem ser amenizados, revendo a altura da tomada de água para as turbinas, com o intuito de diminuir o gradiente de temperatura.

Juntamente com a água, os rios, também transportam material sólido que, ao encontrarem águas calmas (reservatório), decanta no fundo do reservatório causando a diminuição da profundidade do lago formado. Neste caso, a preservação da mata ciliar dos rios que deságuam no reservatório, evita que este material sólido seja transportado do solo para os rios, pela chuva.

A inconstância das tomadas de água, que dependem da demanda de energia elétrica, pode causar erosão das margens e a migração de peixes para a reprodução fora da época, conhecida por piracemas (será tratado com mais detalhes no seção 4.1.4 – Fatores Bióticos). O que pode ser prevenido através de estudo estatístico da demanda de energia elétrica e de épocas de cheia ou seca, possibilitando programar uma tomada de água mais constante, diminuindo as oscilações do nível de água do reservatório.

A pressão hidrostática pode aumentar os níveis freáticos da região, causando

uma maior ocorrência ou inversão dos lençóis freáticos. Isto pode causar a poluição de poços, o alagamento de áreas não previstas, causando a necessidade de indenizações adicionais ou a inviabilidade de culturas agrícolas, e até o aumento da ocorrência de abalos sísmicos.

O estudo das alterações dos níveis freáticos é muito difícil e não se podem prever seus efeitos. Mas é possível estudar a região, localizar fossas, depósitos de dejetos químicos e orgânicos, e baixadas que podem se tornar pântanos, próximos ao reservatório a ser criado.

4.1.2. CLIMA

Para descobrirmos as influências de um reservatório sobre o micro clima de uma região precisamos entender as condições meteorológicas antecedentes à formação do lago e verificar quais são os fatores que determinam as propriedades climáticas desta área.

As médias de temperatura podem apresentar variação na região, principalmente em áreas anteriormente protegidas por vales, ou ambientes protegidos de ventos, que ficarão expostos à margem do novo lago.

Em regiões de alta umidade atmosférica, a presença do lago não afeta a umidade relativa do ar. Porém, em regiões de clima seco, como em Brasília, o reservatório propicia a evaporação, aumentando a umidade. Além disso, em regiões de clima frio, o aumento da umidade relativa, provocado pela presença do reservatório, ajuda a prevenir a formação de geadas.

O aumento da umidade relativa do ar, forma neblinas nas regiões próximas do reservatório, que pode concorrer para reduzir a quantidade de horas de incidência solar. Outro inconveniente provocado pela construção de barragem é a eliminação dos obstáculos e rugosidades naturais, que provocam o aumento da velocidade dos ventos e os tornam mais perceptíveis à superfície. Além disso, a alteração no padrão dos

ventos pode ser prejudicial no caso das dispersões gasosas de indústrias instaladas nas proximidades da barragem.

4.1.3. SISMOLOGIA

A sismologia estuda as causas e efeitos dos fenômenos relacionados com as fraturas das camadas rochosas da crosta terrestre e os deslizamentos de uma camada ou um bloco de camadas em relação a outras. O aumento da pressão hidrostática, produzido pela ação da água do reservatório infiltrada, pode diminuir a resistência das rochas, reativar falhas geológicas, quebrar camadas rochosas e alterar a resistência do substrato.

Os abalos sísmicos provocados pelas barragens variam de acordo como as peculiaridades geológicas da área, a velocidade de enchimento da represa e o tamanho da coluna de água. Além disso, seus efeitos são sentidos depois de algum tempo que o reservatório atingiu sua cota máxima.

Apesar da magnitude e intensidade destes abalos, não ultrapassam os de origem natural e de serem considerados eventos raros, as soluções de engenharia e a escolha do tipo de barragem devem prever estes fenômenos. A tabela 06 lista alguns abalos nas proximidades da usina de Itaipu.

TABELA 06 – ABALOS SÍSMICOS OCORRIDOS NUM RAIO DE 600 KM DA REPRESA DE ITAIPU

data	horário	lat °s	long °w	magnitude	local
16.01.79	05:38:24	24,00	58,70	4,0	Paraguai
21.01.79	17:49:36	21,00	56,40	3,6	matto grosso sul
27.03.79	12:54:45	22,84	51,01	3,7	uhe capivara
20.07.79	07:00:37	24,00	57,50	3,0	paraguai
08.12.79	05:05:50	20,00	55,80	3,8	matto grosso do sul
21.11.80	01:29:07	26,25	58,25	3,8	argentina
08.04.82	05:58:52	24,80	58,10	4,9	paraguai (assunção)
16.04.82	22:38:00	22,20	54,70	3,4	matto grosso do sul

FONTE: [HTTP://SITES.UOL.COM.BR/BE310/#FAUNA%20TERRESTRE](http://SITES.UOL.COM.BR/BE310/#FAUNA%20TERRESTRE)

4.1.4. FATORES BIÓTICOS

O consumo do oxigênio na decomposição da vegetação submersa causa a depleção do mesmo e provoca o surgimento de gases sulfídricos e de metano, que são poluentes por causarem a chuva ácida e o efeito estufa. Também favorecem a proliferação de algas, alterando o odor, a cor e o gosto da água.

A alta concentração de nutrientes na água e o afogamento da vegetação causam a eutrofização da água, que intensifica o surgimento de plantas flutuantes, denominadas macrófitas, cuja sua proliferação pode ser responsável pela disseminação de vetores de doenças, como insetos e caramujos (esquistossomose).

O afogamento de grandes áreas de vegetação pode causar uma diminuição da biodiversidade local e até ameaçar espécies vegetais endêmicas (existentes apenas no local). A preservação de matas nativas próximas às áreas alagadas é essencial à manutenção da vida animal. Também devem ser feitos o resgate e cultivo de espécies vegetais em Unidades de Conservação, para manter a biodiversidade.

Os aspectos físicos e morfológicos da vegetação condicionam seu habitat e sua fauna. Além deles, as relações interespecíficas (presas e predadores, competidores e parasitas, entre outros) e o que se convenciona chamar de "nicho", determinam o equilíbrio entre as espécies da região a ser alagada.

Salvar todos os seres vivos de uma área em inundação é naturalmente impossível, especialmente quando se sabe que 85% das espécies animais pertencem à classe dos insetos e que, por sua vez, compreendem 90% da biomassa animal das regiões tropicais. Atenuar este forte impacto implica em resgatar a flora e a fauna, assim como preservar áreas representativas dos ecossistemas com riscos de alteração.

Com a transformação de um ambiente lótico em lêntico, os organismos aquáticos que precisam de águas com características lóticas, com alta taxa de oxigênio dissolvido, mecanismos especializados de alimentação, nutrientes típicos de águas correntes e outros fatores, migram para os rios contribuintes do reservatório, em busca destes ambientes.

No reservatório, se desenvolverá espécie favorecida pelos meios lênticos,

mas mesmo estes sofreram certas dificuldades com a estratificação térmica e oscilações no nível do reservatório. A alteração das espécies aquáticas não apresenta ameaça à vida, e este novo ecossistema atingirá seu equilíbrio, não sendo um mal permanente.

Como já mencionado na seção 4.1.1 – limnologia, a oscilação do nível do reservatório provoca a Piracema em períodos anormais. A Piracema é um importante mecanismo de reprodução de alguns peixes, que induz a um processo reofílico (de nadar contra a correnteza), que queima a gordura dos peixes, ativando mecanismos hormonais complexos e preparando-os para a reprodução.

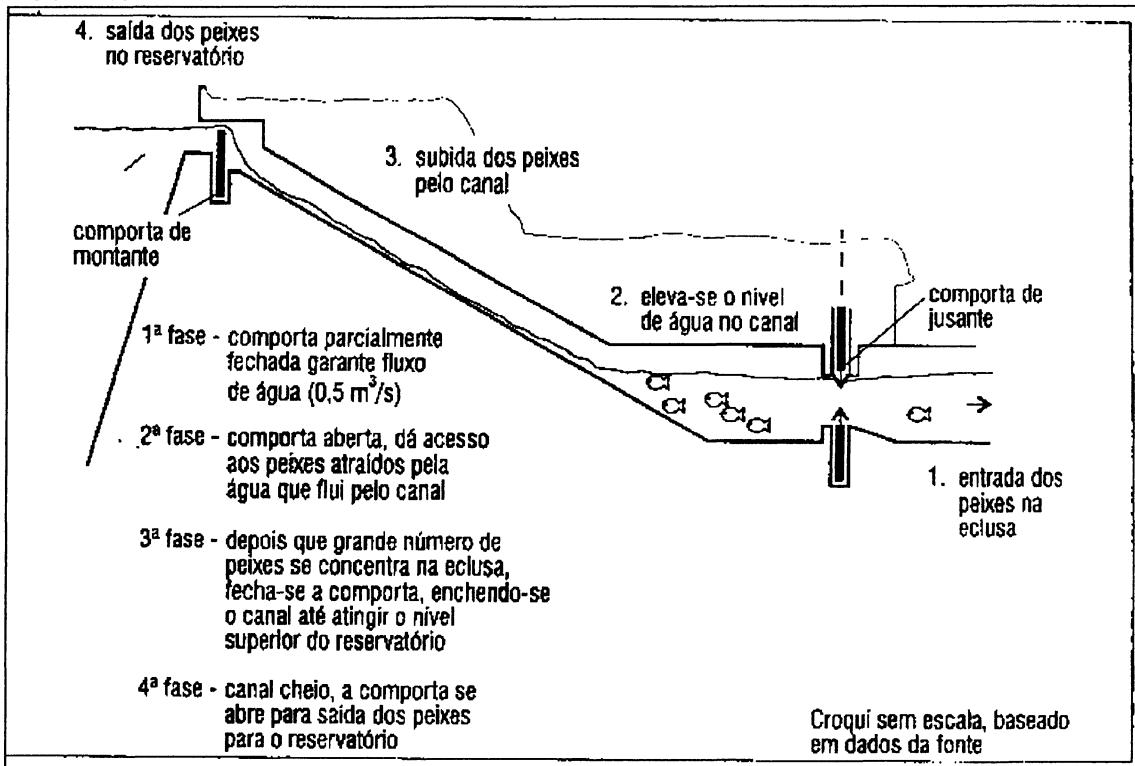
Ela é comandada pelos processos físico-químicos relacionados com a elevação do nível das águas, em épocas de fotoperíodo mais prolongado e com temperaturas mais elevadas. A ocorrência da Piracema em períodos anormais não tem um impacto grande, mas a tentativa de manter uma vazão constante do reservatório é necessário.

As barragens constituem grandes obstáculos à Piracema, migração reprodutiva dos peixes, reduzindo o espaço da migração e muitos peixes acabam se reproduzindo próximo aos canais de fuga das represas. Este sim tem se apresentado como o maior impacto sobre a vida aquática.

Para amenizar este problema, tem-se utilizado algumas técnicas de transposição de peixes para auxiliar os peixes a vencerem o grande desnível apresentado pelas barragens, como as escadas, eclusas, elevadores e dispositivos de captura a jusante e soltura no reservatório. Todos estes métodos são dispendiosos, difíceis e não apresentam um rendimento total, mas diminuem o prejuízo à natureza.

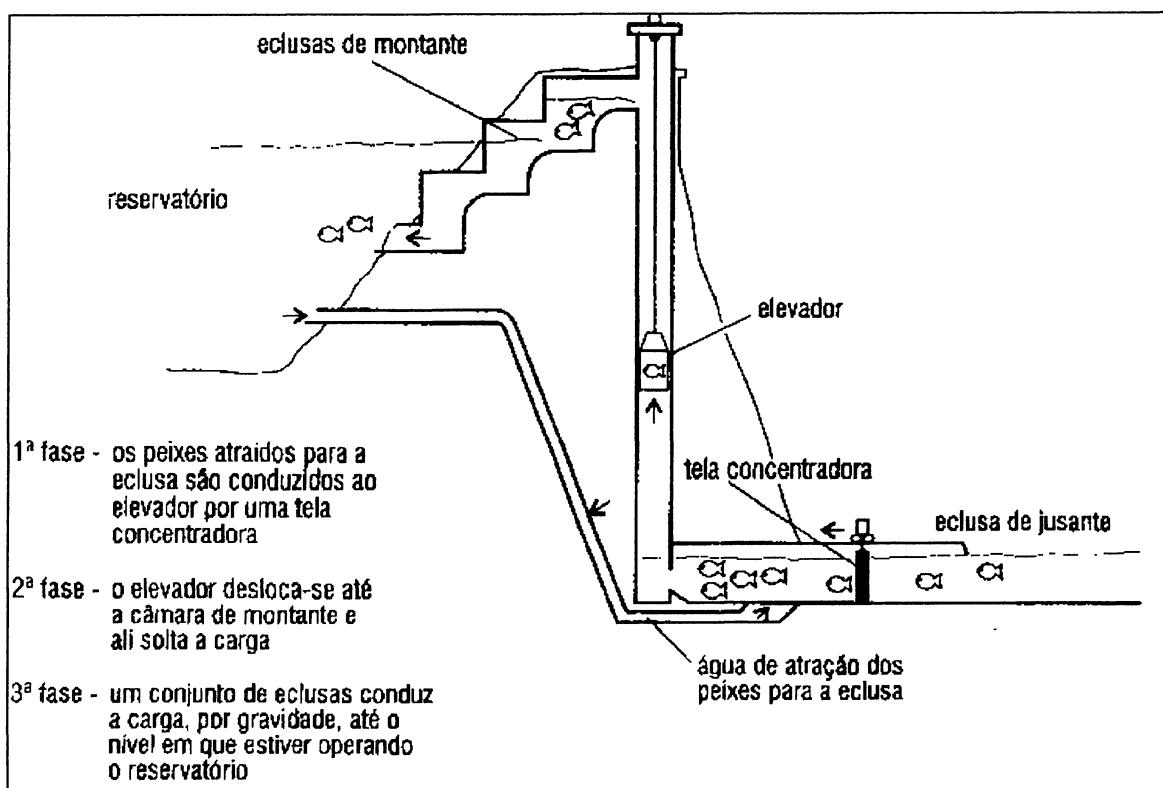
Nas figuras abaixo são apresentados o funcionamento de dois modelos de técnicas de transposições de peixes: eclusa e elevador. É possível observar o esforço que é dispendido pelos peixes para passar da jusante para os reservatórios, em uma luta pela preservação da vida.

FIGURA 03: ECLUSA



FONTE: <HTTP://SITES.UOL.COM.BR/BE310/#FAUNA%20TERRESTRE>

FIGURA 04: ELEVADOR



FONTE: <HTTP://SITES.UOL.COM.BR/BE310/#FAUNA%20TERRESTRE>

4.2. USINAS TERMELÉTRICAS.

Nesta seção serão descritos os principais impactos ambientais das termelétricas convencionais, com ênfase aos oriundos da termelétrica a gás natural, e das termelétricas nucleares.

4.2.1. USINAS TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS

O setor energético é responsável por 75% do dióxido de carbono lançado à atmosfera, 41% do chumbo, 85% das emissões de enxofre e cerca de 76% dos óxidos de nitrogênio. Tanto o enxofre como os óxidos de nitrogênio têm um papel importante na formação de ácidos na atmosfera que, ao precipitarem na forma de chuvas, prejudica a cobertura de solos, vegetação, agricultura, materiais manufaturados que sofrem corrosão e até mesmo a pele do homem.

A constante deposição de compostos ácidos em rios e lagos afeta a vida aquática e ameaça toda a cadeia alimentar de ecossistemas. Nos solos, a acidez das chuvas reduz a presença de nutrientes.

Para a saúde humana, a presença de particulados contendo enxofre e óxidos de nitrogênio provocam ou agravam doenças respiratórias como bronquite e enfisema, especialmente em crianças. A saúde respiratória fica comprometida para milhões de pessoas expostas a essas partículas. Devido ao pequeno tamanho dessas partículas, elas vão se acumulando ao longo do tempo nos pulmões das pessoas e são especialmente problemáticas porque podem carregar ainda compostos carcinogênicos para esses órgãos.

Um dos mais complexos e maiores efeitos das emissões do setor energético são os problemas globais relacionados com mudanças climáticas. O acúmulo de gases, como o dióxido de carbono na atmosfera, acentua o efeito estufa natural do ecossistema terrestre a ponto de romper os padrões de clima que condicionaram a vida humana, de animais, peixes, agricultura e vegetação.

A termelétrica a gás natural, conforme a ANEEL, tem uma grande contribuição nessa poluição atmosférica:

... Em termos de poluição atmosférica, destacam-se as emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), entre os quais o dióxido de nitrogênio(NO_2) e o óxido nitroso (N_2O), que são formados pela combinação do nitrogênio com o oxigênio. O NO_2 é um dos principais componentes do chamado *smog*³, com efeitos negativos sobre a vegetação e a saúde humana, principalmente quando combinado com outros gases, como o dióxido de enxofre (SO_2). O N_2O é um dos gases causadores do chamado efeito estufa e também contribui com a redução da camada de ozônio (ANEEL, 2002, p.98).

A seriedade desses efeitos tem sido reconhecida por diversos estudos científicos internacionais e vários países estão procurando consenso para uma agenda mínima de atividades para controle e mitigação de emissões, como o Protocolo de Kyoto.

Porém, como fonte de energia, o gás natural é menos poluente que outras alternativas não renováveis, como o petróleo e o carvão mineral.

Como principais características do gás natural em relação a outros combustíveis, pode-se listar:

- a) baixo teor de enxofre - para o mesmo conteúdo energético, o teor de enxofre é geralmente, mais de mil vezes menor do que o de certos carvões ou óleos combustíveis;
- b) alta pureza do gás e dos processos de produção - o gás natural praticamente não contém impurezas, os gases de combustão apresentam baixos níveis de poluição em relação aos outros combustíveis e não originam depósitos de resíduos que afetem a eficiência dos equipamentos e/ou instalações, bem como contaminação da produção;
- c) combustível em estado gasoso - o estado gasoso permite uma grande diversidade na realização dos queimadores e uma grande flexibilidade em seu funcionamento. (HAAG FILHO, 1995, p. 5-6).

Além das emissões de gases e partículas, existem outros problemas associados com utilização de água para o processo de geração termelétrica, pois muitas usinas usam água para refrigeração ou para produção de vapor. Esse tem sido um dos principais obstáculos para a implantação de termelétricas no país, pois diversos projetos se localizam ao longo do principal gasoduto construído, que segue exatamente as bacias hidrográficas com problemas de abastecimento e de qualidade de água em regiões densamente povoadas.

Segundo BAJAY, esse é um dos maiores impactos indesejáveis da

termelétrica a gás:

Apesar das vantagens relativas do gás natural, quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também gera impacto indesejável ao meio ambiente, principalmente na geração de energia elétrica. Um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água. Nesse caso, mais de 90% do uso de água de uma central termelétrica pode ser destinado ao sistema de resfriamento. Embora existam tecnologias de redução da quantidade de água necessária e mitigação de impactos, isso tem sido uma fonte de problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de afluentes (BAJA ET AL, 2000).

É importante notar também que houve bastante progresso com relação ao aumento da eficiência de usinas termelétricas através da introdução de tecnologias de co-geração e turbinas a gás (visto no capítulo anterior).

As chamadas fontes alternativas como solar, eólica e biomassa, não estão totalmente isentas de impactos ambientais, embora possam ser relativamente menores. A utilização em larga escala de painéis fotovoltaicos ou biomassa implica em alteração no uso do solo.

A fabricação de componentes dessas tecnologias também produz efeitos ambientais, como é o caso da extração do silício para painéis fotovoltaicos. Muitos desses sistemas dependem de baterias químicas para armazenagem da eletricidade, que ainda apresentam sérios problemas de contaminação por chumbo e outros metais tóxicos para o meio ambiente.

4.2.2. TERMELÉTRICAS NUCLEARES

A energia nuclear é talvez aquela que mais tem chamado atenção quanto aos seus impactos ambientais e à saúde humana. Sendo motivo de muita preocupação por parte dos ambientalistas do mundo todo.

Embora seja a terceira maior fonte geradora de eletricidade no mundo, evitando a emissão de consideráveis quantidades de dióxido de carbono e outros poluentes, a energia nuclear tem sido vista mais como um perigo de autodestruição do que uma fonte ilimitada de energia, como esperado no início do seu desenvolvimento tecnológico. O impacto ambiental de usinas termonucleares tem sido muito enfatizado nas últimas décadas, sendo

hoje preocupação de movimentos ambientalistas, tanto em termos globais como regionais (ANEEL, 2002, p.102).

Um dos principais problemas ambientais dessa fonte de energia é a manipulação de material radioativo no processo de produção de combustível nuclear e nos reatores nucleares, com riscos de vazamentos e acidentes. Outro problema está relacionado com a possibilidade de desvios clandestinos de material nuclear para utilização em armamentos, por exemplo, acentuando riscos de proliferação nuclear.

Apesar do substancial progresso no desenvolvimento de tecnologias que diminuem praticamente os riscos de contaminação radiativa por acidente com reatores nucleares, aumentando consideravelmente o nível de segurança desse tipo de usina, ainda não se apresentam soluções satisfatórias e aceitáveis para o problema do lixo atômico e do medo de acidentes. Os efeitos do acidente na usina nuclear de Chernobyl, já citado anteriormente na introdução desta pesquisa, são visíveis até os dias atuais.

Os perigos de autodestruição foram bem evidenciados em abril de 1986, quando a explosão de um dos quatro reatores da usina nuclear de Chernobyl, na Ucrânia, provocou o mais trágico acidente nuclear da história. A nuvem radioativa atingiu proporções gigantescas, cobrindo grande parte do território europeu e atingindo milhões de pessoas. Os danos causados pelo acidente foram incalculáveis ainda hoje há sérias consequências, entre as quais mutações genéticas provocadas pela emissão de material radioativo e contaminação do solo, vegetação e corpos d'água.

FIGURA 05: REATOR DA USINA DE CHERNOBYL APÓS ACIDENTE



FONTE: WWW.TERRAVISTA.PT/ENSEADA/4804/MAINNUCLEAR.HTM

Como as demais termelétricas, as nucleares também utilizam grandes quantidades de água em seu sistema de refrigeração, que funciona em paralelo com o circuito de água e vapor para geração de energia elétrica.

4.2.3. NOVO MODELO – QUESTÃO AMBIENTAL

Conforme previsto no novo modelo do setor energético, as usinas hidrelétricas terá a licença ambiental prévia, ou seja, as novas concessões de empreendimentos no setor elétrico não serão mais feitas sem estudo prévio de impacto ambiental.

No sistema anterior ao novo modelo, a ANEEL realizava leilões considerando apenas o potencial energético de hidrelétricas, mas deixa o processo de licenciamento a cargo do empreendedor. O resultado disso tem sido um alto número de projetos com contestação judicial. Um dos maiores exemplos, é a hidrelétrica de Belo Monte, planejada para ser construída no Rio Xingu. O estudo de impacto ambiental deste empreendimento, que pode ser um dos maiores do país, foi embargado na justiça pois estava sob análise de uma agência ambiental estadual (Pará).

A decisão apresentada no novo modelo foi bem aceita pelo setor, conforme notícia veiculada na *Gazeta Mercantil*⁸:

Mudanças podem acelerar a construção de usinas. O novo modelo do setor elétrico, que será apresentado hoje, prevê uma saída para o atual embate entre as empresas geradoras de energia elétrica e os órgãos ambientais dos governos federal e estaduais. O governo vai determinar que as companhias passem a incluir, já na fase de planejamento de infraestrutura, os estudos de impacto ambiental e social do projeto de construção de usinas. Segundo o diretor de licenciamento e qualidade ambiental do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama), Nilvo Luiz Alves da Silva, as futuras licitações exigirão um licenciamento ambiental prévio, que será obtido pelo governo. Isso, segundo ele, permitirá a discussão dessas questões ainda na fase de planejamento do projeto. "Todos os conflitos atuais serão evitados", disse Alves. Atualmente, as geradoras recebem a concessão por

⁸ *Gazeta Mercantil*, Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 2003, por: Mônica Magnavita.

parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), mas não sabem se o investimento é viável do ponto de vista ambiental. A decisão mereceu aplausos do setor. "Essa será uma mudança positiva", disse o principal executivo da Tractebel no Brasil, Maurício Bähr.

O licenciamento ambiental é um dos temas mais polêmicos para o setor privado.

5. GÁS NATURAL

A ausência da tradição na utilização deste combustível, no Brasil, pode ser justificada pelo resultado de descobertas tardias de grandes volumes de gás e da localização destas reservas em águas profundas e, na maior das vezes, com gás associado ao petróleo.

As primeiras descobertas do gás natural no Brasil ocorreram em 1940, no recôncavo baiano, com início de produção em 1954. Em 1962, em Pojuca, na Bahia, foi instalada a primeira UPGN do país, e durante toda a década de 1960 foi a única a utilizar o gás natural. Nos demais estados do nordeste, a produção só veio a tomar impulso na década de 70, com o desenvolvimento dos campos de Sergipe e Alagoas. No período de 1940 a 1960, segundo MÁRCIA (2003, P.26), o consumo de gás ficou restrito ao campo petrolífero.

Das primeiras descobertas, em 1940 no Recôncavo Baiano, até 1960, o emprego do gás natural ficou restrito aos campos petrolíferos, onde pode ser usado como insumo de produção, visto que a reinjeção do gás aumenta a taxa de extração do petróleo, ou como fonte de calor, abastecendo os queimadores que aquecem o óleo combustível antes que este alimente as caldeiras.

A maior parte do gás natural no Brasil continua associado ao petróleo, ao contrário da média mundial, a qual mais de 70% das reservas provadas já são de gás não-associado, fazendo com que seu desenvolvimento, evolução e regulação estejam muitos unidos ao petróleo (Santos et all, 2002).

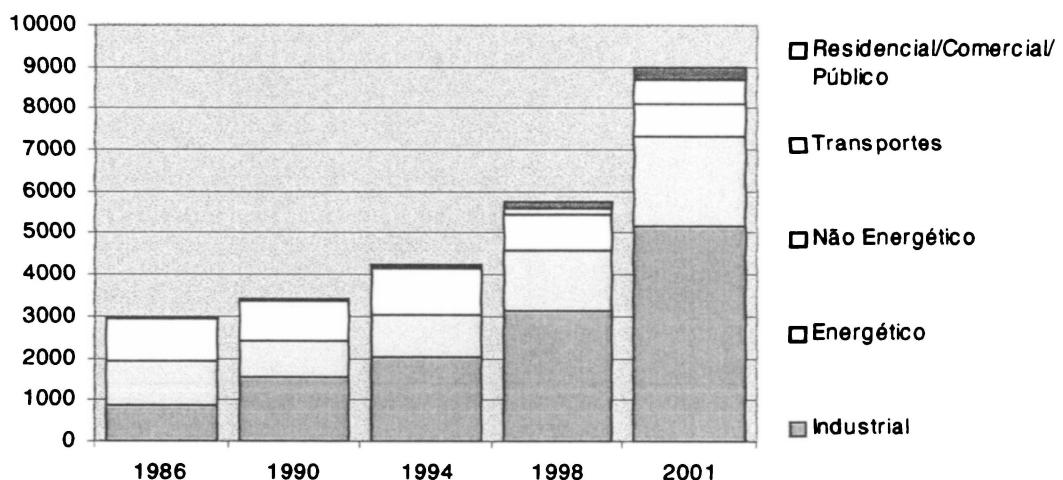
Até início da década de 80, o Brasil tinha ainda uma oferta incipiente, quase que exclusivamente limitado a um estado – Bahia. As descobertas na Bacia de Campos, em final dos anos 70, resultaram, sem dúvida, em um impulso ao crescimento do mercado de gás. Este crescimento da produção nacional sustentou a oferta interna de gás e assegurou a introdução desta nova fonte na matriz energética nacional, ainda que modestamente, com o percentual para 1990 de 2%.

De 1970 a 1980, os clientes petroquímicos e siderúrgicos alavancaram a demanda de gás

no Brasil. Na década de 1980, com a instalação de outras UPGNs, acelera-se a demanda do gás natural para a produção de combustíveis, equiparando esta demanda a das indústrias petroquímica e siderúrgica e viabilizando a expansão das vendas para outros setores industriais. Durante a primeira metade da década de 1980, o consumo total mais que dobrou, passando de 860 mil para mais de 2,17 milhões de tEP por ano. A Petrobrás promoveu, em 1987, a ampliação da Refinaria Duque de Caxias, no Estado do Rio de Janeiro, possibilitando a diversificação dos clientes industriais e o crescimento do mercado do gás natural no Sudeste do país (MÁRCIA, 2003, pg. 26-27).

Os gráficos a seguir mostram a evolução da utilização do gás natural nos últimos quinze anos, por modalidade de utilização e detalhamento do setor industrial.

GRÁFICO 01: BRASIL – COMPOSIÇÃO DO CONSUMO FINAL DE GÁS NATURAL - 1986/2001 (10^6m^3)



FONTE: MÁRCIA, 2003, P.27.

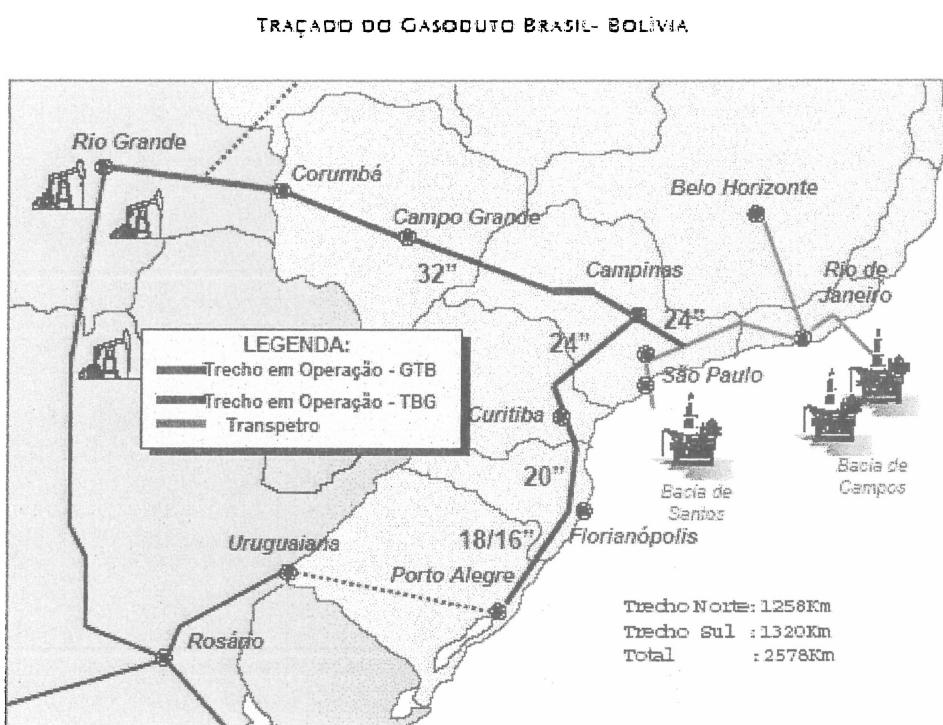
Outro fator importante que tem grande influência na expansão da oferta do gás diz respeito a insuficiência da infra-estrutura para o escoamento do produto. Para a indústria de gás, a infra-estrutura de transporte e de distribuição é parte da cadeia com fundamental importância, não só porque responde por grande parte do custo final do combustível, mas também porque guarda uma relação direta com o crescimento do mercado consumidor.

Para o transporte de gás, a construção do gasoduto Brasil-Bolívia trouxe ao mercado nacional um impulso decisivo para o setor. Em julho de 1998, chegaram ao Brasil os primeiros m^3 de gás natural importado da Bolívia, com o objetivo de quadruplicar a utilização do gás natural na matriz energética brasileira.,

Novos negócios começam a ser concretizados a partir da expansão da rede de distribuição de gás canalizado, ao longo de seu trajeto, e projetos de usinas

termelétricas se multiplicam. Para 2007, a oferta de gás Boliviano deve chegar a 24 milhões de m³/dia.

FIGURA 06: TRAÇADO DO GASODUTO BRASIL-BOLÍVIA



Fonte: Gaspetro

Em 2002, o Brasil já possuía uma reserva de gás natural na ordem de 237 bilhões de m³ e, na sua maioria extraído de campos marítimos (MÁRCIA, 2003, p. 29).

As reservas provadas de gás natural no Brasil no ano de 2002 eram de 237 bilhões de m³ (ANP, 2002, p. 8), suficientes para apenas 18,5 anos de exploração, entretanto a cada dia são descobertas novas reservas e estudos indicam que, por volta de 2012, a dependência externa do produto será bem menor⁹.

De acordo com a ANP, do gás natural produzido no país em 2002, 60% foram extraídos de campos marítimos. O Rio de Janeiro foi o maior produtor de gás natural, concentrando 44% do volume total produzido e cerca de 74% da produção marítima deste energético. O segundo maior produtor foi o Amazonas, representando 18% da produção nacional e 45% da produção em terra. Em relação a 2001, a produção marítima nacional de gás natural cresceu aproximadamente 14,4%, enquanto que a produção terrestre cresceu 5,8%. O

⁹ Uma apresentação da projeção das reservas é apresentada no estudo "Plano de Longo Prazo - Projeção da Matriz - 2022" do MME.

Estado da Bahia vem apresentando desde 2000, crescimento significativo na produção marítima de gás, tendo sido o terceiro maior produtor de gás natural do país em 2002 (atrás apenas dos Estados do Rio de Janeiro e do Amazonas).

Além do gasoduto Bolívia-Brasil, mais dois encontram-se em operação para transporte de gás natural: Lateral Cuiabá e Uruguaiana-Porto Alegre. O primeiro iniciou em agosto de 2001, liga o trecho boliviano do Gasoduto Bolívia-Brasil a Cuiabá , possui 267 km de extensão, diâmetro de 18 polegadas, capacidade de transporte de 2,8 milhões de m³/dia e atende exclusivamente à Usina Termelétrica Cuiabá I.

O gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre iniciou sua operação em julho de 2000, com previsão para três trechos, ligando Paso de los Libres na fronteira de Argentina à cidade de Uruguaiana (em operação), dessa para cidade de Canoas (ainda não está em operação), que por sua vez, liga com o município de Triunfo (em operação, interligado ao Gasbol), ambas do Estado do Rio Grande do Sul, totalizando 615 km de extensão. Previsto um diâmetro de 24 polegadas e capacidade de transporte projetada para 12 milhões de m³/dia.

Em 1989 era de 2.600 km de extensão da rede de gasodutos do país, e em 1998 pouco superior a 4.000 km, sendo que 3.460 foram construídos a partir de 1978. Entre 1998 e 2000, foram acrescentados 4.278 km de gasodutos à rede, mais que dobrando sua extensão. Atualmente, a extensão de gasodutos de transporte é de 5.575 km, e da rede de distribuição é de 7.039 quilômetros, perfazendo um total de 12.614 km de dutos (CAMPOS, 2002).

5.1. AR CABOUÇO REGULATÓRIO DO GÁS NATURAL

A introdução de mudanças fundamentais na estrutura e operação da indústria do gás natural, no que diz respeito à exploração, produção e transporte, exigiu um arcabouço regulatório construído, de acordo com a lei 9478, de 06 de agosto de 1997, pela Agência Nacional de Petróleo.

Esta regulamentação, estabelecida por Portarias e Autorizações, introduz no

setor novos operadores e promove a competição. Além disso, dá ao Governo instrumentos para a supervisão e controle do mercado.

Uma das primeiras regras determinadas pela ANP para o gás natural foi relativa à qualidade do gás. A Portaria nº 41, de 15/04/1998, estabeleceu normas para a especificação do produto comercializado no país, de origem interna ou externa, e aplicáveis às fases de produção, transporte e distribuição. Para o Gás Metano Veicular – GMV, a ser comercializado nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, e municípios no Vale do Paraíba, as especificações foram determinadas pela Portaria Nº 42, publicado na mesma data que a anterior.

A importação do gás natural, que a partir da abertura do mercado passou a ser permitida a empresas nacionais, foi regulamentada pela Portaria Nº 43, de 15/04/1998, com critérios estabelecidos pela ANP. Em 31 de junho de 2000, as autorizações já concedidas para importações apresentavam o seguinte quadro:

FIGURA 07: AUTORIZAÇÕES VÁLIDAS P/ IMPORTAÇÃO DE GÁS NATURAL ATÉ O 2º TRIM 2000

Empresa	Pais de origem	Data Início	Volume	Mercado
Importadora		Importação	Máximo	Potencial
Sulgás	Argentina	2º trim./2000	15 M m ³ /d	RS
Gaspetro	Bolívia	1º trim./1999	30 M m ³ /d	MS, SP, PR, SC, RJ, RS, MG, REPLAN, REPAR e REFAP
EPE Emp. Prod. de Energia	Argentina	1º trim./2000	2,21 M m ³ /d	Usina de Cuiabá
Geração Centro Oeste GCO	Bolívia	julho de 2001	2,5 M m ³ /d	Usina de Cuiabá II
Enersil Energia do Brasil	do Brasil	julho de 2000	365M m ³ /ano	CEG, CEG RIO
Pan American Energy	Argentina	1º trim./2003	15 M m ³ /d	RS, SC e PR
Pan American Energy	Bolívia (3)	2º trim./2000	3,5 M m ³ /d	SP

Fonte: Diário Oficial da União (DOU)

A portaria 169/98, assim como a Lei 9478/97, Art. 58, tem o viés de uma regulação leve para o acesso de terceiros a dutos, com regras predeterminadas, mas sem a imposição de tarifas definidas, deixando os agentes negociarem. Entretanto, é clara quando da existência de controvérsias, que deverão ser trazidas à consideração da ANP e a Agência deliberará, num prazo de 60 dias, sobre as questões apresentadas.

O transporte do gás natural é assim desenhado, tentando-se também a definição de critérios para a questão tarifária, com o propósito de se atingir maior eficiência do duto pela introdução de pressões competitivas no setor.

A sistemática de tarifação também se constitui em um dos aspectos importantíssimos, sendo a indutora da maximização de utilização da infra-estrutura, do equilíbrio econômico-financeiro do projeto, e, consequentemente, da preservação dos interesses dos investidores e consumidores.

A construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou de transferência¹⁰ de gás natural, inclusive gás natural liquefeito (GNL) têm as regras definidas pela portaria Nº 170, de 26/11/1998. A permissão é concedida por meio de Autorização, à qualquer empresa instalada no Brasil, em duas etapas: autorização para construção e autorização para operação.

As exigências feitas pela Portaria se referem meramente às informações quanto à empresa construtora e operadora e ao projeto – sumário do projeto de instalação, licenças do órgão ambiental, atestado para verificação da segurança e plano de manutenção. Não há nenhuma solicitação quanto a justificativa do projeto, relativamente ao mercado a ser atendido.

Os projetos aprovados pela ANP, no período 1998-2000 são os seguintes:

¹⁰ Consideram-se instalações de transporte ou transferências dutos, terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres e unidades de liquefação e de regaseificação de gás natural.

FIGURA 08: ACOMPANHAMENTO DAS AUTORIZAÇÕES PARA CONSTR./OPER. DE INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GN – PORTARIA N° 170/98 – PERÍODO 1998/2000

Empresa	Tipo	Nome	Trecho	Extensão	Capacidade
PETROBRAS	Oper. Provisória	Gas. Guamaré-Pecém	Guamaré(RN) /Aracati(CE)	213 km	
TBG	Operação	Gas. Bolívia - Brasil	Corumbá(MS) /Paulínia(SP)		
Gasocidente do M. Grosso	Construção	Gas. Lateral Cuiabá	Fronteira Bolívia- Brasil(MT) /Cuiabá (MT)	2,8 M m ³ /dia	
TSB	Construção/ Operação	Uruguaiana– Alegre	P. Fronteira Brasil(RS)- Argentina /Uruguaiana(RS)	25 km	12 M m ³ /dia
TBG	Operação	Gas. Bolívia - Brasil	Paulínia(SP) /Canoas(RS)		
TSB	Construção/ Operação	Uruguaiana– Alegre	P. Canoas/Triunfo Alegre	25 km	12 M m ³ /dia
TSB	Construção	Uruguaiana– Alegre	P. Uruguaiana/Port Alegre o Alegre	565 km	12 M m ³ /dia
Gas. Cruz do Sul do Brasil	Construção	Gas. Cruzeiro do Sul	Trecho Brasil - 410 km Jaguarão(RS)/Can oas		12 M m ³ /dia

Fonte: Diário Oficial da União (D.O.U.)

Quanto à construção, ampliação de capacidade e operação de unidades de processamento de gás natural, a regulamentação foi estabelecida pela Portaria N° 28, de 05/02/1999, na qual qualquer empresa nacional, que apresente a devida habilitação jurídica, regularidade fiscal, qualificação técnica e capacidade econômica-financeira, poderá ser autorizada para a atividade, desque que cumpridas as exigências quanto às normas de segurança industrial e ambiental.

5.2. O PREÇO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A regulamentação dos preços de produtos de petróleo e gás natural estão sob responsabilidade do Ministério da Fazenda e Ministério de Minas e Energia, embora, o Art. 8º , da Lei 9478/97 coloque na esfera de atribuições da ANP a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos. Assim, os preços são estabelecidos por Portaria Interministerial e monitorados pela ANP.

Foi instituído, a partir primeiro de abril de 2000, a Portaria Interministerial de N° 03 de 17 de fevereiro de 2000. Os preços máximos de venda do gás natural de produção nacional para vendas á vista às empresas concessionárias de gás canalizado ficam então determinados, na Portaria, segundo a fórmula:

$$P_G = P_{GT} + T_{RF}, \text{ onde:}$$

$$PGT = 0,5 \times PGT(\text{ant}) + 0,50 \times PGT(0) \times [0,50 \cdot F1/F10 + 0,25 \times F2/F20 + 0,25 \times F3/F30] \times (TC/TC0)$$

PGT(ant) = valor de PGT vigente no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo PGT;

PGT(0) = valor inicial de PGT, igual a R\$ 110,80 / mil m³;

TC = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 ¾ publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) ¾ relativa aos meses m-4, m-3 e m-2, sendo "m" o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de PGT;

TC0 = média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano PTAX-800 ¾ publicadas no Sistema do Banco Central do Brasil (SISBACEN) ¾ no período de junho a agosto de 1999, inclusive.

F1, F2 e F3 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses m-4, m-3 e m-2, sendo:

F1 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 3,5% Cargo FOB Med Basis Italy;

F2 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil #6 Sulphur 1% US Gulf Coast Waterborne;

F3 = produto designado na referida publicação por Fuel Oil 1% Sulphur Cargo FOB NWE;

F10, F20 e F30 = médias dos pontos médios diários das cotações superior e inferior, publicados no Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments, dos produtos a que correspondem F1, F2 e F3 acima designados, no período de junho a agosto de 1999, inclusive (FERNANDES, 2000, p. 77)

A Portaria deu a ANP a responsabilidade de regulamentar as tarifas de transporte de referência entre os pontos de recepção e de entrega do gás natural nacional, indo além do disposto na lei 9478/1997. As Tarifas de Transporte de Referência (T_{RF}) variam em função da distância, porém são postais¹¹ dentro dos

¹¹ Há, basicamente, três maneiras distintas de se calcular a tarifa de transporte de gás natural (ANP, 2001, p. 103-105):
a) tarifa por distância, ou "ponto a ponto", cujo principal fator determinante é a distância percorrida pelo gás (outras variáveis, como pressão e fator de carga, também podem ser incorporadas). São muito utilizadas nos EUA e Austrália. Apesar de fornecer sinais eficientes ao mercado, pois reflete os custos, apresenta desvantagens

Estados.

O preço médio do gás nacional é de US\$2,07/MMBTU. A tabela seguinte apresenta os preços do gás de origem nacional cobrados das distribuidoras a partir de julho de 2002.

TABELA 07: PREÇOS – GÁS NATURAL NACIONAL (US\$/MMBTU)

DISTRIBUIDORA	COMMODITY	TARIFA DE TRANSP.	TOTAL
CEGÁS	1,8338	0,2897	2,1235
POTIGÁS	1,8338	0,2064	2,0402
PBGÁS	1,8338	0,3275	2,1613
COPERGÁS	1,8338	0,4177	2,2515
ALGÁS	1,8338	0,0000	1,8338
EMSERGÁS	1,8338	0,1537	1,9875
BAHIAGÁS	1,8338	0,1630	1,9968
BR-ES	1,8338	0,1619	1,9957
CEG	1,8338	0,1740	2,0078
CEG-RIO	1,8338	0,1740	2,0078
GASMIG	1,8338	0,3932	2,2270
COMGÁS	1,8338	0,3332	2,1670

FONTE: MÁRCIA, 2003, P.48 -

NOTA: Cotação do dólar adotada R\$/US\$ 2,714 - Preços vigentes a partir de jul./2002

Segundo MARCIA (2003, p. 48): “no Estado do Paraná, o produto distribuído pela Compagas é o gás importado da Bolívia, com regras distintas do gás nacional”. O preço do gás importado da Bolívia é denominado em US\$/MMBTU. Porém, esta pesquisa não se restringe ao Estado do Paraná, a informação serve apenas como referência.

Conforme apresentado por FERNANDES (2000, p. 82-84), o cálculo é efetuado de acordo com o seguinte:

no nível tarifário, que pode divergir muito entre os consumidores, limitando o desenvolvimento do mercado em áreas longínquas, entre outras.

b) Tarifa de Entra-Saída, separada em taxas de entrada e saída do sistema, é empregada na Inglaterra, em alguns estados norte-americanos e na Holanda. Suas vantagens são fornecer sinais econômicos ao transportador e carregador sobre os investimentos necessários nos *city-gates*, e refletir os gargalos do sistema. A desvantagem é que são pouco transparentes.

c) Tarifa Postal, onde o transporte de cada metro cúbico de gás possui a mesma tarifa, independentemente da distância. Esse sistema envolve subsídios cruzados, onde volumes que percorrem pequenas distâncias subsidiam volumes que percorrem distâncias maiores. As principais vantagens desse sistema são a fácil compreensão e aplicação, a transparéncia na aplicação e na fórmula de cálculo, garante estabilidade e previsibilidade para todos os consumidores, pois os custos de expansão da rede são divididos pelo volume total, bem como a capacidade de promover a expansão da rede. As desvantagens são relacionadas à clareza de custos, pois a tarifa não os reflete, e por não fornecer sinais econômicos capazes de identificar, por exemplo, gargalos no sistema.

d) Um mix das tarifas "ponto a ponto" e postal, dá origem à tarifa zonal, na qual os consumidores são agrupados por zonas geográficas, dentro das quais todos pagam as mesmas tarifas.

Para o gás natural importado, a regulamentação em vigor é aquela determinada nos contratos de importação de gás, firmados entre a Petrobrás e YPFB, e nos de transporte, entre a Petrobrás e a empresa transportadora TGB, já ficando separado o preço do gás da parte relativa ao transporte.

Para o gás, na entrada do gasoduto, a cada ano, o preço foi estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Gás Natural, sendo os seguintes os valores:

PREÇO GÁS NATURAL IMPORTADO DA BOLÍVIA NO ANO CONTRATUAL DE REFERÊNCIA (US\$/MMBTU)

(i)	Pi	(i)	Pi
1	0,95	11	1,00
2	0,95	12	1,01
3	0,95	13	1,02
4	0,96	14	1,02
5	0,96	15	1,03
6	0,97	16	1,03
7	0,98	17	1,04
8	0,98	18	1,05
9	0,99	19	1,05
10	1,00	20	1,06

(i) = ano contratual Pi = Preço do gás a cada ano contratual

Este preço PG, em US\$/MMBTU, é reajustado trimestralmente, de acordo com a seguinte fórmula:

$$PG = Pi [0,50 (FO1/ FO10) + 0,25 (FO2/FO20) + 0,25 (FO3/FO30)]$$

onde: Pi = Preço estabelecido no contrato

FO1, FO2 e FO3 = médias aritméticas dos pontos médios diários dos preços, determinados em conformidade com as cotações diárias, superior e inferior, de cada dia do trimestre imediatamente anterior (preços referencias publicados no Platt's Oilgram Price Report , sendo:

FO1 = Fuel oil de 3,5% de enxofre, referido sob o título de "Cargos FOB Basis Italy"

FO2 = Fuel Oil nº 6 de 1% de enxofre, referido sob o título de " U.S. Gulf Coast Waterborne"

FO3 = Fuel Oil de 1% de enxofre, referido sob o título de " Cargos FOB NWE"

FO10, FO20, FO30 = médias aritméticas dos pontos médios diários dos preços, determinados em conformidade com as cotações diárias, superior e inferior, de cada dia do período compreendido entre 1º de janeiro de 1990 até 30 de junho de 1992, excluído o período de 1º de agosto até 31 de janeiro de 1991.

A partir do 2º trimestre de entregas e recebimento de gás e para cada trimestre posterior, o preço do gás, PG, será reajustado de acordo com a fórmula:

$$Pt = 0,50 PG + 0,5 P_{t-1}$$

Onde P t-1 = Preço do gás correspondente ao trimestre imediatamente anterior ao trimestre pertinente.

Qualquer quantidade acima dos 18 milhões m³/dia terá seu preço determinado considerando Pi igual a US\$ 1,20/MMBTU.

O Gasoduto Brasil-Bolívia apresenta 3 modalidades distintas contratuais, o TCQ (Transport Capacity Quantity), determinado pelas capacidades de contrato, TCO (Transport Capacity Option), de um volume constante de 6 MM m³/dia, e TCX (Transport Capacity Excess), a diferença entre a soma do TCQ e TCO e a capacidade total do duto. As cláusulas de ship-or-pay ou take-or pay são diferentes para cada modalidade de contrato.

As tarifas de transporte para a movimentação do gás boliviano, referente ao trecho brasileiro do gasoduto, são classificadas como de capacidade e de movimentação. A de capacidade tem como referência o valor de US\$1,14/MMBTU e a de movimentação US\$0,02/MMBTU, com reajustes de 0,5% a.a.

Uma outra questão importante que se apresenta, relativa à formação dos preços do gás importado e da sua tarifa de transporte, diz respeito a dolarização destes dois valores. Apesar das restrições legais vigentes quanto a essas práticas, os contratos entre o carregador e as companhias distribuidoras repassam os reajustes cambiais diretamente (a commodity tem reajustes trimestrais e as tarifas anuais).

Ainda, segundo MÁRCIA (2003, p. 50) “*O preço no quarto trimestre de 2002 estava em US\$3,8847/MMBTU¹², composto da seguinte forma:*

- *Commodity - US\$1,6465/MMBTU*
- *Transporte - US\$1,6302/MMBTU*
- *Impostos US\$ 0,608, sendo 12% de ICMS e 3,65% de PIS/COFINS.”*

As distribuidoras têm buscado junto ao governo federal a viabilização de outras alternativas de suprimento, devido ao alto preço do gás importado da Bolívia.

A questão do preço do gás natural importado tem sido objeto de intensos debates e negociações entre as distribuidoras dos Estados da Região Sul do país, a Petrobrás, a Abegas e os produtores bolivianos. As distribuidoras têm buscado junto ao governo federal a viabilização de outras alternativas de suprimento, por exemplo, o gás importado da Argentina, o que criaria concorrência no fornecimento, com possibilidade de redução do preço, bem como disponibilização de gás às distribuidoras pelo preço acordado no PPT. As distribuidoras entendem que a exposição do preço do produto à variação cambial e às flutuações no preço do petróleo, dificultam as vendas e, consequentemente, o crescimento da participação do gás no mercado, bem como a concorrência da própria Petrobrás, através dos óleos combustíveis comercializados pela empresa, que são concorrentes diretos ao gás natural, vem dificultando a expansão do mercado (MÁRCIA, 2003, p. 51).

Como já mencionado anteriormente, esta pesquisa não está delimitada ao

¹² Fonte: Compagas – Assessoria de Planejamento

Estado do Paraná, mas vale ressaltar que os estudos desenvolvidos pela Copel, evidenciaram o potencial do mercado consumidor no Estado do Paraná para o gás natural, bom como a necessidade de diversificação na matriz energética do Estado, e foram úteis aos governantes, à época, que decidiram pela constituição da Distribuidora Estadual do gás Natural (MÁRCIA, 2003, p.56).

6. ASPECTOS ECONÔMICO-FINANCIERO DAS USINAS: HIDROELÉTRICA E TERMELÉTRICA

Em seu plano 2015, o Ministério das Minas e Energia estabelece uma série de diretrizes de longo-prazo para a expansão do setor elétrico, onde o setor privado tem papel prioritário.

... a utilização de todas as fontes disponíveis de recursos para a geração de energia elétrica, buscando uma combinação ótima destes recursos de forma a atingir a solução mais adequada, através do desenvolvimento de um programa hidrelétrico suplementado por programas termelétricos utilizando carvão, gás natural ou comustíveis nucleares. À exceção dos recursos nucleares, o setor privado deve desempenhar um papel prioritário no desenvolvimento deste programa termelétrico, determinando as combinações mais econômicas dos recursos disponíveis (Eletrobrás, 1991).

Os investimentos necessários à ampliação da capacidade instalada do setor elétrico estão sendo realizados dentro de um quadro de mudança institucional, para o qual se prevê aumento significativo do aporte de recursos privados. Todo investidor necessita de análises para a tomada de decisão e, no caso em estudo, os aspectos técnicos, ambientais (apresentados em capítulos anteriores) e econômicos influenciarão de forma determinante, principalmente neste novo perfil (crescimento do aporte de recursos privados).

Novas alternativas em busca de economia também são fundamentais. Por isso, o uso racional da energia tornou-se uma questão essencial às políticas de desenvolvimento e à manutenção da sustentabilidade ambiental. O país, com a exploração dos grandes potenciais hidroelétricos, tende a diversificar sua matriz para poder aumentar a oferta de energia e garantir o suprimento de sua crescente demanda.

As principais alternativas são: gás natural, a biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas e as energias solar e eólica. Recentemente veiculou pelos meios de comunicação a inauguração de uma usina movida com queima de gás de alto forno com sistema de condensação de vapor refrigerado a ar, próxima de Belo Horizonte – Minas Gerais.

Inaugurada em Minas Gerais esta manhã uma termelétrica pioneira no estado. A termelétrica será movida com a queima de gás de alto forno e com sistema de condensação de vapor refrigerado a ar, para a geração de energia elétrica. Este sistema vai permitir uma economia de mais de 50% da energia elétrica da indústria, o que representa uma demanda de cerca de 4 mil residências. Além disso, vai ajudar a lançar menos poluição no meio ambiente.

O sistema vai começar a funcionar na Siderúrgica Paulino Siderpa, em Sete Lagoas, a 60 km de Belo Horizonte, e nesta primeira etapa vai ser utilizada para mover os motores do alto forno e iluminar o parque industrial, utilizando 40% do resíduo de gás queimado no alto-forno. A empresa produz cerca de 200 mil toneladas de ferro gusa por ano, para os mercados interno e externo¹³.

Entretanto, conforme apresentado no capítulo anterior, dentre as principais alternativas, o gás natural tem ocupado uma posição de maior destaque, devido a conclusão do gasoduto Bolívia-Brasil e a descoberta de novas reservas em território nacional, como por exemplo na bacia de Santos.

É bom lembrar que o incentivo ao investimento privado na distribuição de gás natural ganhou ainda mais relevância após a descoberta de 419 bilhões m³ de gás natural na bacia de Santos, que triplicaram as reservas provadas brasileiras. Conforme mencionado na audiência pública, "gás no poço não vale nada". Portanto, caso nossas autoridades regulatórias, tanto as estaduais quanto as federais, desejem que a sociedade brasileira possa usufruir o mais rápido possível e a um preço menor do gás natural, é essencial estabelecer regras que viabilizem investimentos na expansão e construção de dutos de transporte e distribuição¹⁴.

Uma das principais preocupações, quanto à entrada de operação das térmicas é a oneração no custo da tarifa. O aumento do custo automaticamente terá um impacto no valor a ser pago pelos consumidores, exceto os classificados como baixa renda, do seguro-apagão. Preocupação esta, que pode ser percebida na reportagem da Folha de Pernambuco:

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) iniciou, no último sábado, a operação de usinas termelétricas emergenciais no Nordeste para dar sustentação ao fornecimento de energia na Região. O ONS determinou também a ampliação da produção de energia pelas usinas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), segundo o informativo preliminar diário de operação, divulgado na página do ONS na Internet. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) ainda não divulgou quanto o consumidor final pagará

¹³ GLOBO NEWS, Economia, Belo Horizonte, 21.11.03.

¹⁴ Diário do Nordeste, Negócios, 23 de dezembro de 2003.

pelo encargo de aquisição de energia emergencial, nem em que mês isso será feito. O vice-presidente da Companhia Energética de Pernambuco (Celpe), Roberto Alcoforado, já adiantou que 10% dos 2,3 milhões de usuários da distribuidoras serão afetados pelo rateio feito entre os clientes de todas as concessionárias do País. Atualmente, os consumidores brasileiros, exceto os de baixa renda, pagam mensalmente R\$ 0,85 por 100 quilowatts-horas (kWh) do seguro-apagão na conta de luz. O acionamento das térmicas fará com que esse valor aumente.

“Em Pernambuco, devem pagar pelos custos operacionais das térmicas 55 mil clientes residenciais que consomem acima de 350 kWh mensais, o que corresponde a 2,6% dos 1,9 milhão de residenciais; 4 mil clientes rurais que consomem acima de 700 kWh por mês; todos os consumidores comerciais, que somam 160 mil clientes; e todos industriais, o equivalente a 12 mil estabelecimentos. Isso dá um total de 231 mil clientes”, detalhou o vice-presidente da Celpe.

As térmicas podem entrar em operação em quatro ocasiões: despacho por razões elétricas (para segurança do sistema), energéticas (falta de energia), por inflexibilidade (contrato take or pay ou PPA assinado com alguma distribuidora) ou testes.

No caso da inflexibilidade, o dono do empreendimento informa ao ONS que a energia deve ser colocada no sistema. O preço da energia a ser vendida, independente da inflexibilidade, é o do MAE ou no caso da térmica ter PPA assinado, o preço acordado.

No próximo capítulo será apresentado qual é a principal (esta pesquisa não tem a intenção de esgotar todas as informações, mas identificar de forma genérica) diferença econômica e financeira na geração hidroelétrica e térmica.

6.1. COMPARATIVO ECONÔMICO: HIDROELÉTRICA X TERMELÉTRICA

Neste capítulo, irei utilizar o trabalho apresentado à disciplina de Fundamentos Econômicos na Indústria de Energia Elétrica, professor Dr. Marcelo R. Bessa, curso CPOC – Curso de Planejamento, Operação e Comercialização na Industria de Energia Elétrica – 2002, para apresentar a viabilidade econômica na construção das usinas.

Os dados apresentados abaixo pertencem a um projeto de avaliação de viabilidade econômica de uma planta de geração de energia hidrelétrica, comparados

com os de uma planta térmica equivalente. Os métodos tradicionais empregados são o do índice benefício/custo (ou custo/benefício), o do VPL e o da Taxa Interna de Retorno (TIR).

TABELA 08: DADOS DO EXERCÍCIO: COMPARATIVO ECONÔMICO ENTRE HIDRELÉTRICA E TÉRMICA

	Planta hidrelétrica	Planta térmica
Capacidade Instalada (kW)	800	812
Custo por kW instalado (\$)	2531	808
Fator de Carga (%)	25,7	25,7
Desembolsos iniciais (%)		
Ano 1	6,5	-
Ano 2	37,7	35,2
Ano 3	47,8	25,0
Ano 4	8,0	39,8
Desembolso com revisão/troca de equipamento eletromecânico após 24 anos de serviço:		
% do investimento inicial	37,3	80,0
Desembolso dos gastos (%)		
Ano 29	40	40
Ano 30	60	60

FONTE: TRABALHO DE FUNDAMENTOS ECONÔMICOS, CURSO CPOC 2002.

Durante o período de reconstrução, nenhuma das plantas produzirá energia. Como o suprimento adicional de 1,8 GWh por ano será provido por outra fonte comum a ambas alternativas, este pode ser desconsiderado nos cálculos.

Para a avaliação do índice Benefício/Custo e da Taxa Interna de Retorno, o fluxo de caixa se estende ao longo de toda a vida útil do projeto, ou melhor, do início da construção da planta hidrelétrica até sua desmobilização 54 anos mais tarde. O fluxo de caixa possui dois ciclos de operação com 24 anos cada; o primeiro iniciando no ano 5 e terminando no final do ano 28 enquanto que o segundo ciclo vai do ano 31 até o ano 54.

Os custos de Operação e Manutenção (O&M) para a planta hidrelétrica são fixados em 1,5% do valor da usina, enquanto que os da térmica são de 3,5%.

Para a planta térmica, os custos relativos aos gastos anuais com combustíveis são de 25,9% do valor da usina no ano subsequente ao término da construção (ano 5), de 40,6% no seguinte e de 54,1% na época de funcionamento normal.

Será apresentado a seguir 03 situações hipotéticas com as respectivas resultados e avaliações.

1) Cálculos considerando inicialmente que a geração de energia é sempre constante e que é a mesma para as duas usinas. (Versão expedita da análise.). Sendo considerada a mesma geração para as duas usinas, consequentemente a receita também será a mesma, sendo assim, a análise fica resumida apenas aos valores dos custos de cada empreendimento.

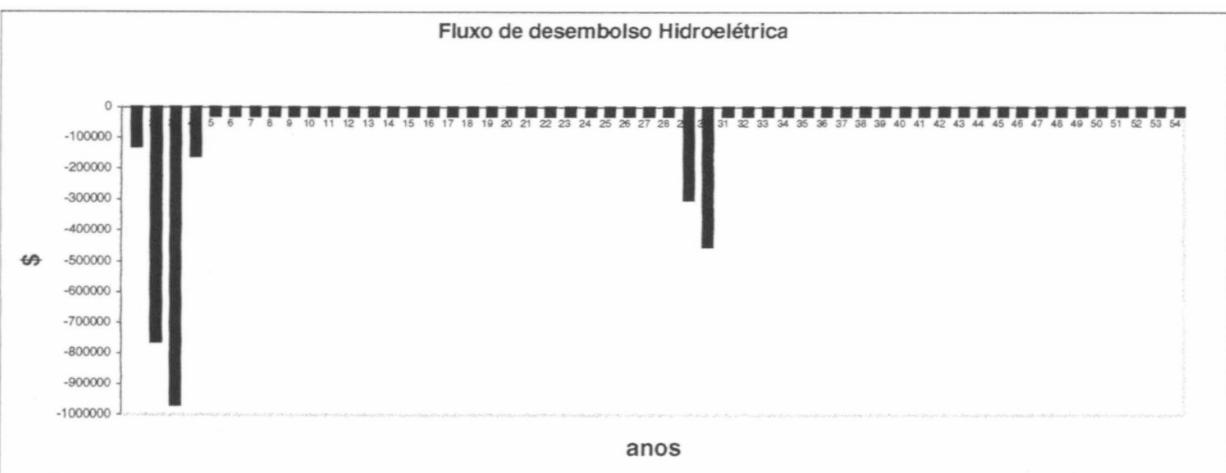
Abaixo, serão apresentados os desembolsos, individualizados por tipo de usina:

TABELA 09: VPL DAS DESPESAS DA HIDROELÉTRICA

ano	11	22	33	44	55	66	29	30	53	54
Despesa Instalação	131.612	763.349	967.854	161.984						
Despesa O&M	0,00	0,00	0,00	0,00	30.372	30.372	30.372	30.372	30.372	30.372
Despesa Combustível	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Despesa de Substituição	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	302.100	453.150	0,00	0,00
Despesa Total	-131.612	-763.349	-967.854	-161.984	-30.372	-30.372	-332.472	-483.522	-30.372	-30.372
Valor Presente Despesas	- 1.704.603,51									

FONTE: O AUTOR

GRÁFICO 02: FLUXO DE DESEMBOLSO DA HIDROELÉTRICA



FONTE: O AUTOR

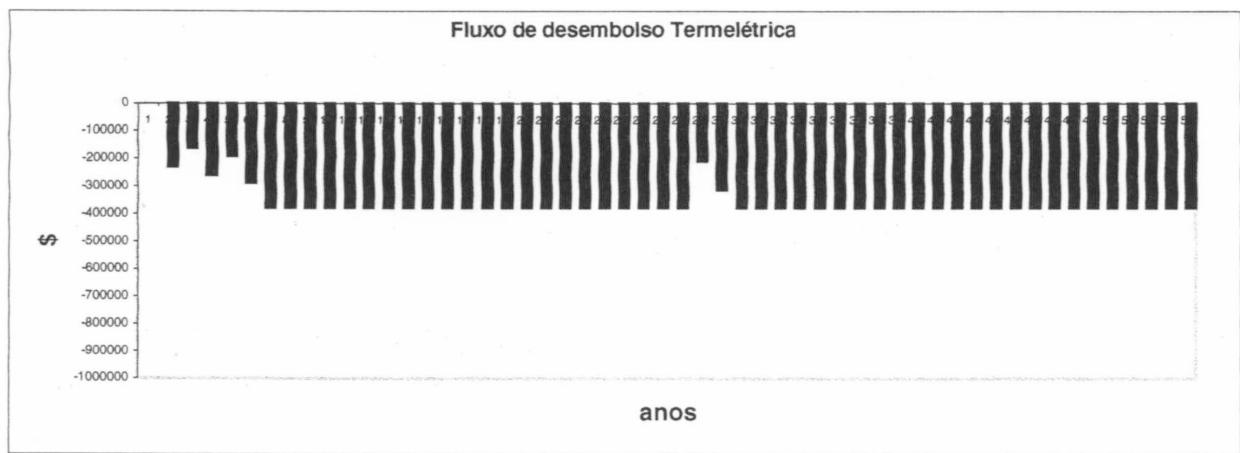
TABELA 10: VPL DAS DESPESAS DE UMA TERMELÉTRICA

Ano	1	2	3	4	5	6	29	30	53	54
Despesa Instalação	0,00	230.945,	164.024,	261.126,						
Despesa O&M	0,00	0,00	0,00	0,00	22.963,	22.963,	22.963,	22.963.,	22.96,	22.963,
Despesa Combustível	0,00	0,00	0,00	0,00	169.928,	266.374,	354.947,	354.947,	354.947,	354.947,
Despesa de Substituição	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	209.950,	314.926,	0,00	0,00
Despesa Total	0,00	-230.945,	-164.024,	-261.126,	192.892,	289.338,	-587.862,	-692.837,	377.911,	-377.911,

Valor Presente Despesas -2.329.796,58

FONTE: O AUTOR

GRÁFICO 03: FLUXO DE DESEMBOLSO DA TERMELÉTRICA

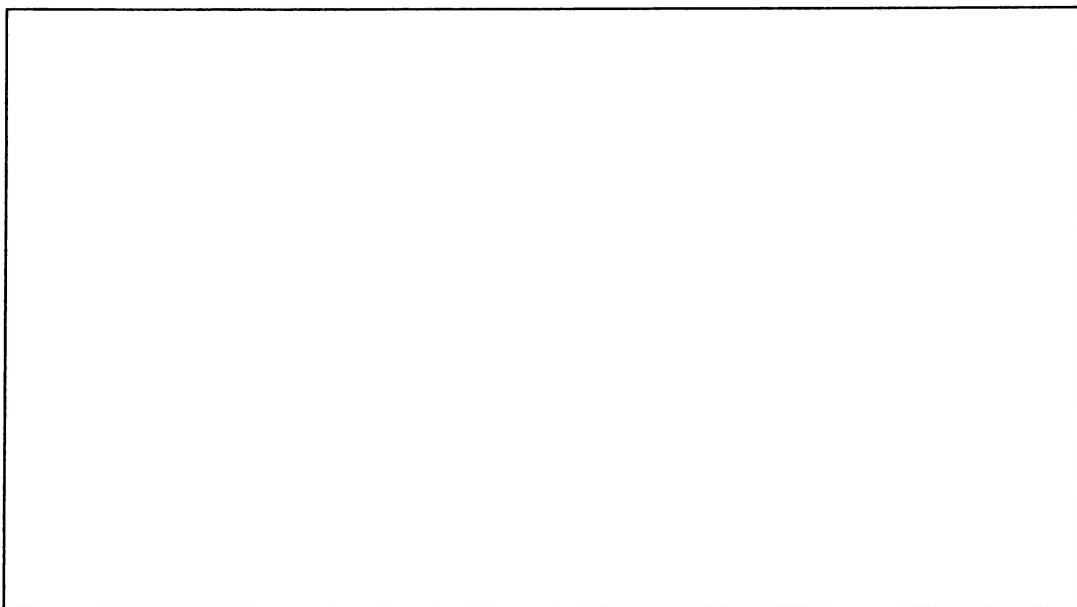


FONTE: O AUTOR

Considerando apenas o Valor Presente das despesas dos projetos, a Usina Hidrelétrica se mostrou mais competitiva. Apesar de apresentar uma despesa maior na instalação, a Usina Hidrelétrica não tem despesas com combustíveis, sendo este o principal custo de uma Usina Térmica.

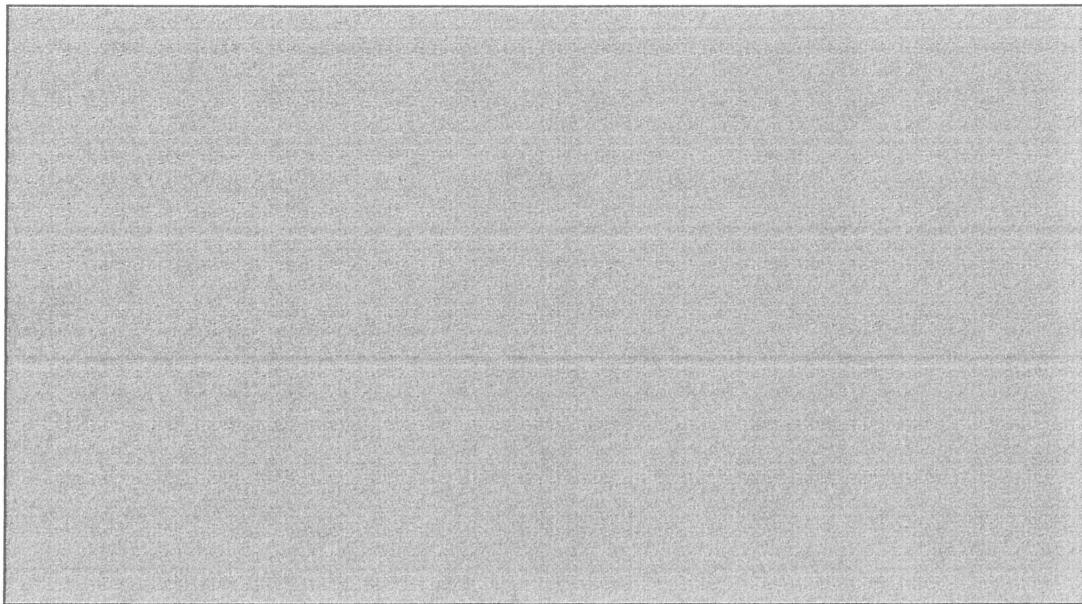
Enquanto na Usina Hidrelétrica a despesa com a instalação representa cerca de 89% do custo total, na Usina Térmica a despesa com combustível representa 74% e a instalação apenas 20%. A contribuição de cada parcela de despesa, no custo total é ilustrada nos gráficos a seguir.

GRÁFICO 04: VPL DAS DESPESAS DE UMA HIDROELÉTRICA



FONTE: O AUTOR

GRÁFICO 05: VPL DAS DESPESAS DE UMA TERMELÉTRICA



FONTE: O AUTOR

- 2) Em uma segunda etapa, considerando que a produção da usina térmica nos anos 5 e 6 ainda não chegou ao total anual de 1.8 GWh, equivalente ao total da usina hidrelétrica, mas que é reduzido nestes anos em uma proporção igual à dos custos de combustível. Neste caso, pode-se assumir que a energia é vendida a 30 centavos

de U.M. por kWh. Note que sob estas condições as gerações passam a apresentar uma pequena diferença.

TABELA 11: FLUXO DE CAIXA DA RECEITA (HIDRO E TÉRMICO)

Ano	1	2	3	4	5	6	7	54	
Receita Usina Hidrelétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	540.000,	540.000,	540.000,	540.000,	
	Valor Presente Usina Hidrelétrica			R\$ 2.849.935,82					
Receita Usina Termelétrica	0,00	0,00	0,00	0,00	258.521,	405.249,	540.000,	540.000,	
	Valor Presente Usina Termelétrica			R\$ 2.621.948,44					

FONTE: O AUTOR

Para os anos em que há a substituição de equipamento (29 e 30), foi considerado que as Usinas produzirão a mesma quantidade de energia durante a substituição, portanto não há mudança nestes anos da receita.

A avaliação de projetos será realizada através dos seguintes métodos do Fluxo de Caixa Descontado:

VPL – Valor Presente Líquido: pode ser interpretado como valor descontado (atualizado) de todos os fluxos monetários que compõem o projeto de investimento. A restrição deste método está associada premissa da manutenção da mesma taxa de desconto ao longo do período.

TIR – Taxa Interna de Retorno: pode ser definida como a taxa de desconto que iguala o valor presente dos fluxos líquidos recebidos com o investimento inicial. Este método apresenta duas restrições, sendo que a primeira é a mesma do método da VPL, isto é, taxa de desconto constante ao longo do projeto, e a segunda é está relacionada ao fato de não considerar a escala do investimento.

VALUE – Valor Anual Uniforme Equivalente: consiste em achar a série uniforme anual equivalente ao fluxo de caixa dos investimentos à Taxa de Mínima Atratividade (TMA). Este método é adequado em análises que envolvam atividades operacionais da empresa, com investimentos que normalmente possam se repetir.

O método Custo/Benefício (IBC), que calcula a razão entre o Valor Presente

dos Benefícios (Receitas) e o Valor Presente dos Custos.

Outro método não exato é utilizado para dar uma noção do Tempo de Recuperação do Capital Investido (Pay-Back Time) e a Rentabilidade do Projeto. O Pay-Back Time mede o tempo necessário para que o somatório das parcelas anuais seja igual ao investimento inicial. Este método não leva em consideração a vida do investimento, e possui a limitação de investimentos escalonados ao longo de mais de um ano, ou quando os projetos comparados tiverem investimentos iniciais diferentes.

Será utilizado outros índice que aplica conceitos modernos de maximizar o valor dos acionistas, denominado EVA. O EVA pode ser definido pela expressão abaixo:

$$EVA = (r-wacc) \times \text{capital}$$

Onde:

r – retorno do investimento

wacc – custo do capital

capital – investimento

Considerando que o retorno do investimento pode ser identificado como a TIR do projeto, e wacc como a TMA, o EVA identificará o quanto a mais será remunerado o capital investido, caso os acionistas optem em realizar o empreendimento.

A tabela apresentada a seguir faz um comparativo dos dois empreendimentos, utilizando os métodos apresentados anteriormente.

TABELA 12: COMPARATIVO ENTRE OS EMPREENDIMENTOS (HIDRO X TÉRMICO)

Método	Hidrelétrica	Termelétrica
VPL (UM)	1.145.332,31	292.151,86
TIR	19,33%	18,03%
Método	Hidrelétrica	Termelétrica
IBC	1,67	1,13
EVA = TIR - TMA	7,33%	6,03%
Pay-back (anos)	3,97	4,05

FONTE: O AUTOR

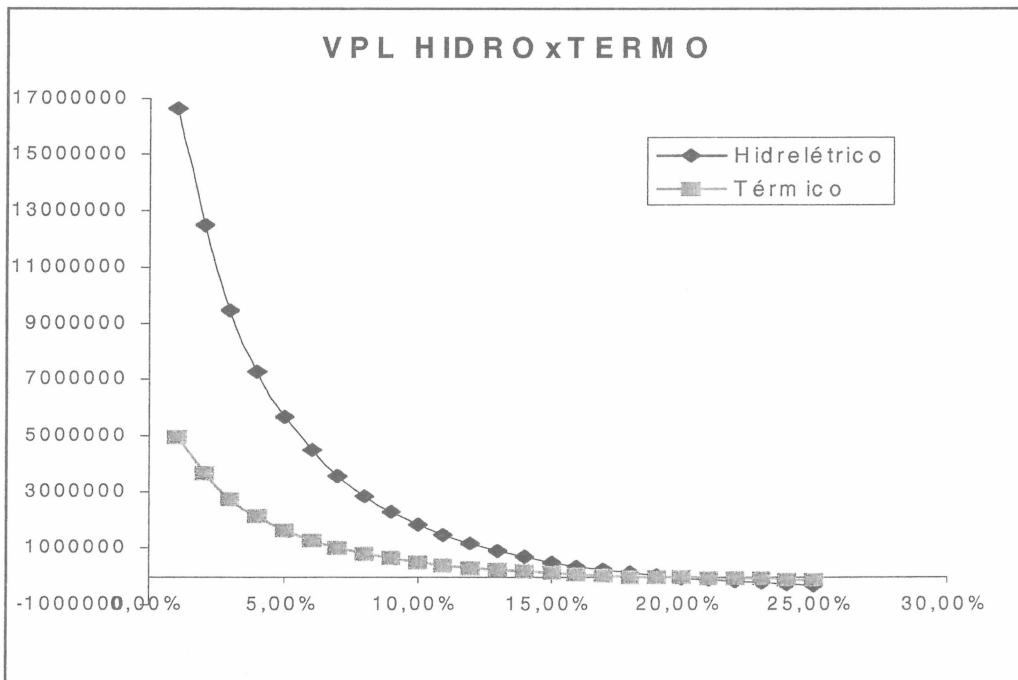
Pela tabela anterior, pode-se verificar que os indicadores VPL, TIR e IBC

apresentaram valores mais favoráveis para a Usina Hidrelétrica.

O Pay-back considera: todo o investimento realizado no ano zero e fluxo de caixa em regime permanente após este ano, resultando em menor tempo de recuperação do capital para a Usina Hidrelétrica, apesar do investimento da Usina Térmica ser menor.

A análise de sensibilidade do VPL dos projetos em função da TMA representa graficamente as vantagens da Usina Hidrelétrica sobre a Termelétrica para as diversas TMAs, conforme apresentado na seqüência:

GRÁFICO 04: VPL – HIDROELÉTRICA X TERMELÉTRICA



FONTE: O AUTOR

A partir de uma TMA de 20% as Usinas Hidroelétrica e Térmica começam a apresentar VPLs negativos simultaneamente, contudo a Usina Hidrelétrica passa a ser a menos competitiva, pois apresenta o VPL mais negativo (maior prejuízo). Cabe ressaltar que esta situação é apenas ilustrativa, pois do ponto de vista prático, caso o TMA fosse considerado 20%, nenhum dos dois projetos seriam viáveis.

3) A seguir uma nova análise usando as informações utilizadas no item 2, com

exceção do preço de venda da energia, que passa a ter um aumento de 10%. O aumento no preço de venda de energia impacta diretamente nas receitas dos dois projetos, assim sendo, os novos valores de VPL das receitas estão atualizados a seguir:

RECEITA	Hidrelétrica	Termelétrica
VPL (UM)	3.134.929,40	2.884.143,29

A tabela apresentada na seqüência faz um comparativo dos dois empreendimentos, utilizando os métodos já apresentados, para a nova situação do preço de venda da energia.

TABELA 13: COMPARATIVO ENTRE OS EMPREENDIMENTOS II (HIDRO X TÉRMICO)

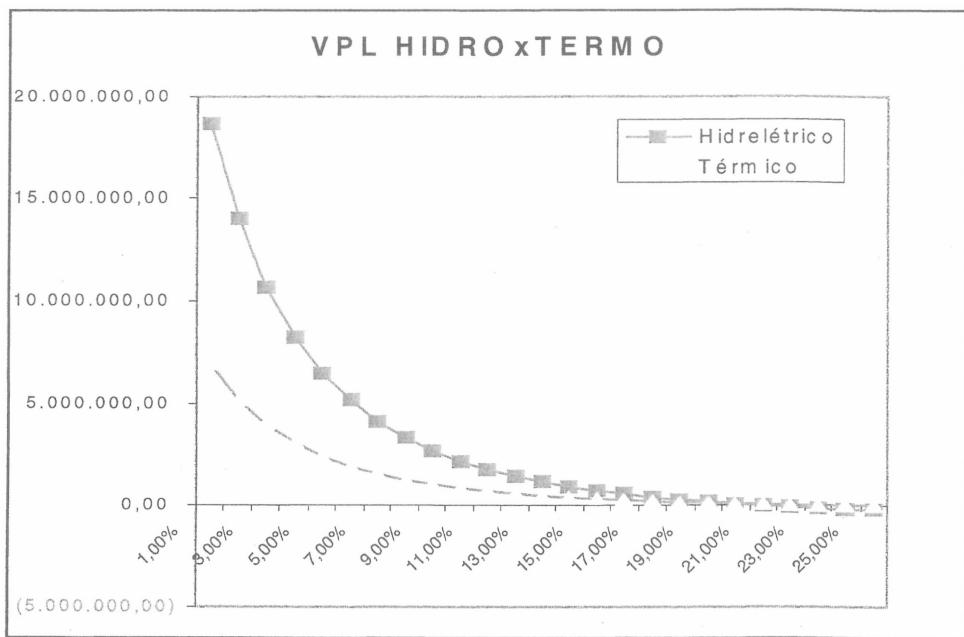
Método	Hidrelétrica	Termelétrica
VPL (UM)	1.430.325,89	554.346,71
TIR	20,96%	22,65%
IBC	1,84	1,24
EVA = TIR - TMA	8,96%	10,65%
Pay-back (anos)	3,59	3,04

FONTE: O AUTOR

Pela tabela anterior, pode-se verificar que os indicadores VPL e IBC apresentaram valores mais favoráveis para a Usina Hidrelétrica, entretanto a TIR apresenta um melhor resultado para a Usina Térmica. O Pay-back da Usina Térmica também passa a ser menor.

A análise de sensibilidade do VPL dos projetos em função da TMA representa graficamente a vantagem de uma usina sobre a outra para as diversas TMAs, conforme apresentado na próxima página.

GRÁFICO 05: VPL - HIDROELÉTRICA X TERMELÉTRICA II

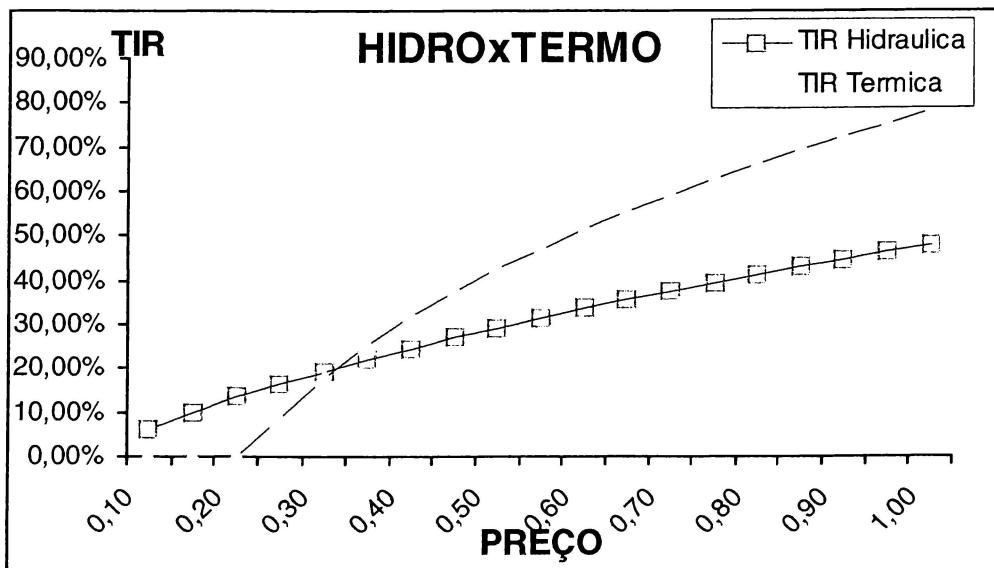


FONTE: O AUTOR

Para uma TMA de até 20%, a Usina Hidrelétrica é mais competitiva que a Usina Térmica, utilizando o conceito de VPL. Contudo, como já foi mencionado a TIR da Usina Térmica apresenta um valor superior ao da Hidrelétrica.

É apresentado na seqüência, em forma de gráfico a variação da TIR com o Preço de Venda da Energia.

GRÁFICO 06: TIR - HIDROELÉTRICA X TERMELÉTRICA



FONTE: O AUTOR

Conforme o resultado apresentado graficamente, para valores de contrato inferior a UM 0,25, a Usina Térmica apresenta VPL negativo e consequentemente TIR nula. Já para preço de contrato superior a UM 0,30, a TIR da Usina Térmica apresenta valores mais competitivos.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta pesquisa ficou evidenciado que o mundo que tem se tornado cada vez mais globalizado, os acontecimentos não são isolados e independentes de onde ocorrem, influenciam direta ou indiretamente em praticamente todas as áreas de um país, como podemos observar nos fatos ocorridos desde a Revolução Industrial Inglesa até os dias atuais.

Pode-se verificar a evolução na formação da estrutura do setor elétrico brasileiro bem como de sua regulamentação, por outro lado, da insuficiência diante da demanda de energia que foi se expandido ao passar dos tempos. Nos últimos trinta anos, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a taxas médias anuais superiores às do consumo global de energia e às da economia por ser um importante insumo para várias atividades produtivas.

Esta insuficiência somado a falta de um planejamento eficiente foram a causa da ocorrência do primeiro racionamento de 1924, bem como do mais recente, ocorrido em 2001. As consequências do racionamento são desastrosas para a sociedade brasileira, pois a energia é inquestionavelmente um vetor de modernidade para os setores primário, secundário e terciário da economia, propiciando bem-estar e conforto para a população. Diante disso, é evidenciado a necessidade de um planejamento adequado para que a energia possa ser disponibilizada de acordo com a necessidade do mercado.

O fato do sistema brasileiro ser predominantemente hidroelétrico traz alguns benefícios como o menor custo na geração, menor impacto ambiental, entre outros, porém, se a vazão for menor do que a série histórica a ponto de comprometer a energia firme do sistema, faz-se necessário investimento em forma de geração alternativa de energia, e como fora apresentado no trabalho, surge a geração de termelétrica a Gás Natural como uma das principais possibilidades de investimento.

O setor elétrico aguardou com muita expectativa o novo modelo energético,

que foi aprovado pelo governo atual através das Medidas Provisórias 144 e 145 de 2003, trazendo como as principais alterações a centralização do poder no MME, exigência de contratação de 100% da energia pelas distribuidoras para seu mercado cativo através da CCEE e a licença ambiental prévia, que exigirá o estudo prévio de impacto ambiental para as novas concessões.

Após a divulgação das novas medidas houve várias manifestações contrárias, conforme apresentado nesta pesquisa, evidentemente que, em certas situações, defesas em causa própria. Porém, algumas que realmente têm fundamento de ser, como por exemplo a preocupação com a possibilidade da perda de atratividade de investimento privado em geração de energia com a centralização de poder no MME, órgão sujeito a pressões políticas o que aumenta o risco dos investidores. Se o governo não apresentar argumentos suficientes para justificar esta decisão creio que poderá prejudicar o setor.

A comercialização por meio da CCEE tende a beneficiar os consumidores, mas algumas concessionárias, como é o caso da Copel, que têm quase todo parque gerador amortizado deverá subsidiar as demais concessionárias em situações contrárias. Quanto à licença ambiental prévia considero uma decisão acertada, diante das diversas paralisações de obras com relações a questões ambientais, conforme apresentado nesta pesquisa.

Acredito que com as emendas que serão encaminhadas para o senado, que segundo a mídia, perto de quatrocentas, certamente trarão benefícios ao novo modelo e a promessa de garantia de tarifas mais baixas, afastamento do risco de racionamento, estabelecimento de um marco regulatório mais estável e retomada dos investimentos na expansão do sistema poderá estar mais próximo de sua concretização.

As diferenças sob os aspectos técnicos entre a geração hidráulica e térmica são significativas, enquanto a primeira tem como fonte de acionamento o fluxo de água a segunda é alimentada por combustíveis como petróleo, óleo, fissão nuclear e, em especial para esta pesquisa, o gás natural.

A construção de hidroelétricas depende exclusivamente do potencial

hidráulico, já bem explorado no Brasil, e das condições geográficas como declividade de rios, entre outros, que irão influenciar na decisão de investimento nesta fonte de geração. As condições para formação de tipo de reservatórios: a fio d'água, de acumulação ou com armazenamento por bombeamento, também é um fator importantíssimo na questão de aproveitamento do potencial hidráulico.

Outro fator importante é a necessidade de construção de linhas de transmissão e distribuição, que no caso de hidrelétricas geralmente ficam longe dos centros consumidores, que somado a grande estrutura que, via de regra, é necessária para sua construção, exige um tempo longo para conclusão da obra.

As termelétricas por possuírem uma estrutura menor, viabilizar a construção em locais próximos dos grandes centros, a exemplo das regiões sul e sudeste, facilita a transmissão e distribuição e, consequentemente, possibilita a conclusão da obra com prazo menor.

Havendo a impossibilidade de construção de uma hidroelétrica em tempo hábil, a termelétrica torna-se uma alternativa viável, pois como mencionado no capítulo específico, tem o funcionamento semelhante a um reservatório hidroelétrico.

Devido a dependência de boas condições hidrológicas, criação do PPT e outros incentivos, as térmicas tendem a ocupar maior espaço no Setor Elétrico Brasileiro, em especial as termelétricas a Gás Natural, que tem recebido grandes investimentos, devido aos grandes avanços tecnológicos para evitar perdas, como por exemplo o ciclo combinado, conforme apresentado na seção 3.4.3 – Termelétricas a Gás Natural no Brasil.

Outra questão não menos importante tratada é a ambiental, pois o ser vivo depende do meio ambiente e, infelizmente, o sistema energético que compreende as atividades de extração, processamento, distribuição e uso de energia é responsável pelos principais impactos ambientais da sociedade industrial.

A geração hidráulica, ainda, que considerada como uma energia “limpa” é responsável por grandes prejuízos ao meio ambiente, provoca impactos imediatos e

outros de médio e longo prazo, sendo alguns irreversíveis. A construção de reservatórios que transformam os rios em grandes lagos provoca mudanças na composição e propriedades químicas da água, temperatura e concentração de sedimentos, entre outras, que contribui para grandes danos a fauna e flora. Talvez a construção de usinas a fio d'água com reservatórios pequenos e adução em túnel reduza o impacto ambiental, dependendo, é claro, da viabilidade econômica e financeira.

As termelétricas produzem impactos negativos bem maiores, como formação de ácidos na atmosfera que retornam à terra através das chuvas, doenças respiratórias, ameaça a toda cadeia alimentar de ecossistemas, mudanças climáticas, efeito estufa causado pelo acúmulo de gases como dióxido de carbono na atmosfera, entre outros.

Ainda, considerando que um dos maiores problemas ambientais das térmicas é a necessidade de um sistema de resfriamento, que pode utilizar até 90% do uso de água de uma central termelétrica, torna-se grande o desafio para se continuar a expandir as necessidades energéticas da sociedade e, ao mesmo tempo, diminuir os efeitos ambientais.

Apesar dos esforços dos cientistas e analistas de energia, tem sido quase impossível eliminar os impactos ambientais, pois alguns são irreversíveis e quase que incontroláveis. É um problema de difícil solução, envolve não só aspectos técnicos, mas também de preferências e padrões já assimilados pela sociedade e que tem se tornado difícil de abrir mão, mesmo que custe vidas.

É necessário mudanças de comportamento! Mas o leitor pode perguntar: o que isto tem a ver com esta pesquisa? A resposta é de que deve-se avaliar o custo que o avanço e a tecnologia pode trazer aos seres humanos, animais e vegetais. Para amenizar os impactos deve-se utilizar tecnologias mais limpas e eficientes, fontes renováveis e descentralizadas. O Brasil tem avançado pouco neste sentido.

Portanto, diante deste quadro, mesmo com o alto custo, as Termelétricas a Gás Natural têm se apresentado como uma alternativa por ser a menos poluente entre as fontes alternativas de energia não renováveis e exigir custos mais baixos de

exploração. Segundo o governo dos EUA, devido a essas vantagens, o gás natural será a fonte de energia primária cuja utilização crescerá mais rápido até 2020 em termos mundiais.

Recentemente, com a disponibilização de gás natural em maior abundância com a conclusão do gasoduto Bolívia-Brasil, além do Lateral Cuiabá e Uruguai-a-Porto Alegre, também em operação, e descoberta de novas reservas em território nacional, conforme demonstrado no capítulo 5 desta pesquisa, somado aos programas de incentivo do Governo Federal, no Brasil, não será diferente.

No capítulo seis, foi apresentado um projeto hipotético de avaliação de viabilidade econômica de uma planta de geração de energia hidrelétrica comparados com os de uma planta térmica equivalente. Foi utilizado os métodos tradicionais como o índice benefício/custo, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, Pay-Back e o EVA.

O resultado esperado não fora de apresentar números exatos e concretos, mas possibilitar, de forma genérica e simplista, avaliar as principais diferenças em questões econômicas das duas formas de geração de energia. Creio que o objetivo foi alcançado, pois analisando os resultados pode ser verificado que as hidrelétricas apresentam uma despesa maior na instalação (89% do custo total, no exemplo) , não tem despesas com combustíveis, sendo este o principal custo da termelétrica (74% do custo total, no exemplo), quando em operação.

A hidrelétrica exige um investimento inicial maior, que é compensado em longo prazo, com amortização mais rápida. Em geral, tanto o volume quanto prazo de maturação do investimento necessário para a construção de termelétricas são menores do que no caso de hidroelétricas, que na maioria dos casos, envolve longas e complexas obras de engenharia.

Entretanto, a questão econômico-financeiro não é a única a ser levada em consideração quanto a viabilidade de investimento de um empreendimento. Outro fator preponderante é o modelo energético existente, e como já foi mencionado, o modelo

brasileiro é constituído basicamente por hidrelétricas e, com a exploração dos grandes potenciais hidráulicos, necessita obrigatoriamente de diversificar sua matriz para poder aumentar a oferta de energia e garantir o suprimento de sua crescente demanda.

Diante deste quadro, a térmica pode se tornar atraente, ou seja, se for utilizada para complementar uma usina hidrelétrica já existente com energia secundária alta, em tempos de seca. Tendo por base esta necessidade e diante das vantagens, apresentadas nesta pesquisa, da Termelétrica a Gás Natural entre as fontes alternativas renováveis, conclui-se que é viável o investimento neste tipo de empreendimento.

Entretanto, a geração complementar exige flexibilidade no suprimento de combustível o que ainda é problemático, principalmente no caso do gás natural.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica.** Brasília: ANEEL, 2002. 153 P.

ANDREASSY, Márcia. A Compagas e a Criação do Mercado de Gás Natural no Estado do Paraná. Curitiba, 2003, 86 F., Monografia (Bacharel em Ciências Econômicas) - Setor de Ciências Sociais da Universidade Federal do Paraná.

BAJAY, S.V.;A.C.S.; FEREIRA, A.L. **Integração entre as Regulações Técnico-Econômica e Ambiental do Setor elétrico Brasileiro.** Campinas – SP, maio de 2000.

BAVENSTEIM C. R. Camargo C. C. B. **O Setor Elétrico no Brasil.** Ed Sagra, Rio de Janeiro, 1997.

BORN, Paulo e Roberto Bittu. **Tarifas de Energia Elétrica, Aspectos Conceituais e Metodológicos.** MM Editora Ltda., São Paulo, SP, 1993.

CAMPOS, M. F. Palestra Redegasenergia, uma estratégia para o desenvolvimento sustentável do mercado de gás natural. In CONFERÊNCIA "EXPANSÃO DO GÁS". Rio de Janeiro, Petrobras, 28.out.2002.

FERNANDES, E. dos S. L. **Mecanismos de Regulação Tarifária na Indústria de Gás Natural: o Caso do Gasoduto Brasil-Bolívia,** São Paulo, 2000. 178 f. Tese (Doutorado em Energia) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - Escola Politécnica, Instituto de Física e Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo.

FORTUNATO, L. A. M.; Tristão de A. Araripe Neto; João C. R. de Albuquerque e Mário Veiga Ferraz Pereira. **Introdução ao Planejamento e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica.** EDUFF - Editora Universitária Niterói, RJ, 1990.

HAAG FILHO, A. **Impactos do Gás Natural na Matriz Energética da Região Metropolitana de Curitiba.** Curitiba, 1995, 32 f. Monografia (Especialização em Engenharia do Gás Natural) - Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Paraná.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. Memórias do Projeto RE-SEB: *A História da Concepção da Nova Ordem Institucional do Setor elétrico Brasileiro.* Massao Ohno Editor, São Paulo, 2000.

SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica.** Editora Sagra, Porto Alegre, 2001.

SOUZA, Zulcy de; FUCHS, Rubens D.; SANTOS, Afonso H. M. **Centrais hidro e termelétricas**. São Paulo: E. Blucher, 1983. 241 p.

VENTURA FILHO, A. e outros. **A Complementação Térmica no Sistema Gerador Brasileiro, IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Belo Horizonte, 1987.

9. DOCUMENTOS CONSULTADOS

Alqueres, José Luiz; Serra, Maria Teresa F. **O Setor Elétrico Brasileiro e as Questões Ambientais e sociais.** Revista Brasileira de Energia Elétrica, N.35, P.11-4, out./dez.1989.

ANP Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>

ANP Boletim Mensal do Gás Natural – Referência Dezembro/2002 Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>

ANP Boletim Mensal do Gás Natural – Referência Dezembro/2002 Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>

BESSA, Marcelo R. **Optimization Of The Operation Of Multiversavair Systems.** Ontário, 1998.

CASAROTO FILHO, N.; Kopittke, B. H. **Análise de Investimentos.** Edições Vértice, 1992.

COPEL Balanço Energético do Paraná, Curitiba, 2002.

COPEL Mercado Potencial de Gás Natural COPEL Companhia Paranaense de Energia Elétrica, Relatório 003/93, Curitiba, julho de 1993, 39 p.

COPEL Plano Diretor do Gás Natural para o Estado do Paraná COPEL Companhia Paranaense de Energia Elétrica, Curitiba, 1994, 48 p.

ELETROBRAS, Plano Decenal de Expansão 2000/2009.

FILL, Heinz D. O. A. **Estudos Energéticos - Revista Paranaense de Desenvolvimento,** Curitiba, n. 67, p. 27-60, 1979.

GASNET, O Gás - A Matéria Prima, Disponível em <<http://www.gasnet.com.br>>

GASNET, Variação no Preço do Gás Natural Importado da Bolívia, Disponível em <http://www.gasnet.com.br/gasnet_br/distribuicao/art03.htm>

GOMIDE, Francisco Luiz Sibut. O Setor Elétrico Brasileiro: da Crise para a Normalidade. Curitiba, 2002.

GOMIDE, Francisco Luiz Sibut. Teoria Estocástica dos Reservatórios Aplicada ao Planejamento de Sistemas Hidrelétricos. Curitiba, 1986.