

PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL SOB UMA PERSPECTIVA DA TEORIA DAS OPÇÕES
REAIS.

Juliana de Moraes Marreco

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

Aprovada por:

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D.Sc.

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey , PhD.

Prof. Antônio Marcos Duarte Júnior, PhD.

Prof. Amaro Olimpio Pereira Júnior, D.Sc.

Prof. Heloísa Teixeira Firmo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MAIO DE 2007

MARRECO, JULIANA DE MORAES

Planejamento de Longo Prazo da
Expansão da Oferta de Energia Elétrica no
Brasil sob uma Perspectiva da Teoria das
Opções Reais [Rio de Janeiro] 2007

XIII, 136 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
D.Sc., Planejamento Energético, 2007)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Planejamento da Expansão da Geração
2. Modelos Energéticos
3. Teoria das Opções Reais
 - I. COPPE/UFRJ
 - II. Título (série)

DEDICATÓRIA

Aos meus pais e ao Mauro

AGRADECIMENTOS

“If have seen farther then the others it is because I was standing on the shoulders of giants” – Isaac Newton

Aos meus pais pelas inúmeras oportunidades e pelo respeito incondicional a todas minhas escolhas que me trouxeram até aqui. Ao Mauro, por estar ao meu lado dividindo todos os momentos e me incentivando o tempo todo.

Ao professor Lucio Guido Tapia Carpio pelo apoio e pela compreensão que me permitiram aproveitar tantas oportunidades que surgiram ao longo do doutorado. Aos professores Luiz Fernando Legey, Roberto Schaeffer, Luiz Pingueli Rosa, Emilio Lebre La Rovere, Alexandre Szklo e Maurício Arouca por todas as aulas, e por todas as chances de participar de projetos de pesquisa que foram tão importantes para meu amadurecimento profissional. Agradeço especialmente ao professor Mauricio Tiomno Tolmasquim pela confiança e pelos desafios concedidos em minha carreira acadêmica e profissional.

Agradeço imensamente aos meus queridos colegas da EPE, pelas conversas sobre o tema da tese e por terem me ensinado tanto e sempre. Ricardo Gorini de Oliveira, Amaro Pereira, Mauro Almeida, Vicente Corrêa Neto e Jeferson Soares, foi maravilhoso contar com vocês nesse período.

Aos professores Haroldo Guimarães Brasil e Marco Antônio Guimarães Dias que se tornaram grandes amigos e me mostraram a importância de fazer o doutorado .

Aos meus amigos Vladimir Borges Caramori de Souza e Jaime Federicci Gomes pelas intermináveis horas de discussão, por compartilharem minhas ansiedades e por estarem presentes mesmo à distância.

Aos meus colegas da CVRD pelo apoio e pela sempre agradável convivência que me ajudaram e tornaram possível a difícil tarefa de conciliar a conclusão da tese com as nossas obrigações no trabalho. Não tenho dúvidas de que seria impossível terminar

sem o apoio do Gustavo Otero, Gustavo Magalhães, Luciano Paes, Andrea Lizardo e do Milson Mundim.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

Finalmente, agradeço à Sandra Bernardo dos Reis e a todos os meus colegas do PPE que tornaram esses anos do doutorado tão produtivos e ao mesmo tempo divertidos.

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

PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO DA EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL SOB UMA PERSPECTIVA DA TEORIA DAS OPÇÕES REAIS.

Juliana de Moraes Marreco

Maio/2007

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

Esta tese aborda a questão da incorporação da incerteza no planejamento de longo prazo da expansão da geração no Sistema Elétrico Brasileiro, através da proposição de um modelo de Opções Reais. Na primeira parte, a Teoria das Opções Reais é utilizada para demonstrar a importância da existência de usinas termelétricas no Brasil, através da avaliação da flexibilidade operacional do sistema hidrotérmico, sendo este o primeiro objetivo do trabalho. Na segunda parte, é desenvolvido um modelo de Opções Reais para estudos de longo prazo da expansão da geração sob condições de incerteza, com base em uma análise de custos médios de geração. A adequação dos modelos propostos ao problema real é ilustrada com estudo do caso do Sistema Elétrico Brasileiro. Os resultados comprovam a importância da diversificação da matriz energética no planejamento de longo prazo. No modelo de expansão proposto, apontam para maior participação da biomassa, da geração nuclear e das termelétricas a carvão no Brasil.

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

LONG TERM EXPANSION PLANNING OF ELECTRICAL POWER AVAILABILITY IN
BRASIL UNDER A REAL OPTION THEORY APPROACH.

Juliana de Moraes Marreco

May/2007

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning

This thesis considers uncertainty on the long term generation expansion planning in the Brazilian Electric System, under a Real Options Approach. First, Real Options Theory is used to demonstrate the importance of thermo power plants insertion in Brazil, through a flexibility valuation on hydrothermal system. This is the first objective of this thesis. In the second part a Real Options Model is proposed to support long term expansion studies, based in a levelized costs analysis. The adequacy of proposed models to real problem is illustrated by a case study of the Brazilian Power System. The results show the importance of the energetic matrix diversification on the Long Term Planning. In the expansion model proposed, results are in favor of higher participation of biomass, nuclear power and coal in Brazilian electricity generation matrix.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO: O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	1
1.1. A Importância do Planejamento no Setor Elétrico.....	1
1.2. Breve Histórico do Planejamento do Setor Elétrico no Brasil.....	4
1.3. O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico.....	14
1.4. Objetivos	18
2. O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	20
2.1. O Sistema Interligado Nacional : Características técnicas	20
2.2. Aspectos Hidrológicos.....	22
2.2.1. O Risco Hidrológico.....	24
2.2.2. O Mecanismo de Realocação de Energia.....	24
2.3. A Importância da Complementação Térmica.....	26
2.4. A Operação do SIN.....	27
2.5. Qualidade e Segurança do Sistema Elétrico.....	31
3. A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS	33
3.1. Estado da Arte.....	33
3.2. A Analogia com as Opções Financeiras	39
4. A FLEXIBILIDADE OPERACIONAL NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO... 44	
4.1. Avaliando a Flexibilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.....	44
4.2. Metodologia para avaliação da flexibilidade	45

4.2.1. Processos Estocásticos	45
4.3. Modelo de Avaliação da Flexibilidade Operacional no Sistema Elétrico Brasileiro	49
4.4. Aplicação do Modelo de Avaliação da Flexibilidade Operacional.....	53
5. MODELOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	57
5.1. Custos Planificados e o Valor das Opções.....	64
5.2. Alternativas consideradas no Estudo de Caso.....	70
5.2.1. Usinas Hidrelétricas	71
5.2.2. Usinas Termelétricas a gás natural.....	80
5.2.3. Usinas Termelétricas a carvão	84
5.2.4. Usinas Nucleares.....	94
5.2.5. Usinas Termelétricas a biomassa.....	100
5.3. As Opções da Expansão.....	104
6. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	108
7. CONCLUSÕES.....	116
7.1. Desenvolvimentos Futuros.....	119
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
9. ANEXO A.	133

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA VARIAÇÃO DO PIB E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	13
FIGURA 2 - POTENCIAL HIDRELÉTRICO NO MUNDO.....	21
FIGURA 3 - PROCESSO DECISÓRIO EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	28
FIGURA 4 - CUSTO IMEDIATO E CUSTO FUTURO X NÍVEL DE ARMAZENAMENTO	29
FIGURA 5 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO MODELO DE AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE	51
FIGURA 6 – RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE NO SUBSISTEMA SUDESTE.....	54
FIGURA 7 – RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE NO SUBSISTEMA SUL	55
FIGURA 8 – RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE NO SUBSISTEMA NORDESTE... ..	55
FIGURA 9 - RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE NO SUBSISTEMA NORTE.....	56
FIGURA 10 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO MODELO PROPOSTO.....	68
FIGURA 11 - EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DAS OPÇÕES ENERGÉTICAS	73
FIGURA 12 - EMISSÕES DE SO ₂ DAS OPÇÕES ENERGÉTICAS	74
FIGURA 13 – RESULTADOS DOS VALORES DAS OPÇÕES DE EXPANSÃO EM 2007.....	105
FIGURA 14 – RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO CALCULADOS A PARTIR DA SMC.	105
FIGURA 15 – RESULTADOS DA EVOLUÇÃO DA MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO MODELO DE OPÇÕES REAIS DA EXPANSÃO	109
FIGURA 16 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	111
FIGURA 17 – COMPARAÇÃO DA RELAÇÃO UHE X UTE EM 2007 E 2027 DE ACORDO COM RESULTADOS DO MODELO DE PLANEJAMENTO DE OPÇÕES REAIS DA EXPANSÃO	112

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CUSTO DE DÉFICIT (NOVEMBRO 2006).....	51
TABELA 2 – PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	77
TABELA 3 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	78
TABELA 4 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	79
TABELA 5 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	83
TABELA 6 - POTÊNCIA OUTORGADA PARA USINAS TÉRMICAS A CARVÃO MINERAL NO BRASIL	86
TABELA 7 – ORIGEM DO CARVÃO EMPREGADO E PREÇOS.....	90
TABELA 8 – PERSPECTIVAS CONCRETAS DE PROJETOS DE USINAS TEMELÉTRICAS A CARVÃO	90
TABELA 9 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	91
TABELA 10 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	92
TABELA 11 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	93
TABELA 12 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO	99
TABELA 13 - PARÂMETROS E RESULTADOS DOS CUSTOS MÉDIOS DE GERAÇÃO PARA USINAS TERMELÉTRICAS A BIOMASSA.....	104
TABELA 14 – COMPARAÇÃO ENTRE OS RESULTADOS DO PNE 2030 E O MODELO DE OPÇÕES.....	113
TABELA 15 – COMPARAÇÃO DA ENERGIA GERADA EM 2025 PELO PNE 2030 E PELO MODELO DE OPÇÕES REAIS	113

TABELA 16 – COMPARAÇÃO DO CUSTO RESULTANTE DA ENERGIA ENTRE O PLANO DE EXPANSÃO NO PNE 2030 E NO MODELO DE OPÇÕES REAIS	114
TABELA 17 – EVOLUÇÃO DA DEMANDA (TWH).....	133
TABELA 18 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA TOTAL POR ANO	133
TABELA 19 – EVOLUÇÃO DO CUSTO MARGINAL DE EXPANSÃO POR ANO (VALORES EM US\$/MWH)	133
TABELA 20 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2006 – 2009)	133
TABELA 21 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2010 – 2013)	134
TABELA 22 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2014 – 2017)	134
TABELA 23 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2018 – 2021)	134
TABELA 24 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2022 – 2025)	135
TABELA 25 – EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA (2026 – 2027)	135
TABELA 26 – VALORES DAS OPÇÕES DE 2007 A 2027.....	136

LISTA DE SIGLAS

ANA	-	Agência Nacional das Águas
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	-	Balanço Energético Nacional
CAPEX	-	<i>Capital Expenditure</i>
DOE	-	<i>United States Department of Energy</i>
EGTD	-	Energia Garantida por Tempo Determinado
EPC	-	<i>Engineering, Procure and Construct</i>
EPE	-	Empresa de Pesquisa Energética
ESNG	-	Energia Sazonal Não Garantida
FDG	-	Flue Gas Desulfurization
IGCC	-	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
MAE	-	Mercado Atacadista de Energia
MGB	-	Movimento Geométrico Browniano
MME	-	Ministério de Minas e Energia
MRE	-	Mecanismo de Realocação de Energia
MRM	-	Movimento de Reversão à Média
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
OPEX	-	Operational Expenses
PCH	-	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDEE	-	Plano Decenal de Energia Elétrica
PND	-	Plano Nacional de Desenvolvimento
PNE	-	Plano Nacional de Energia
PPA	-	Power Purchase Agreement
PPT	-	Programa Prioritário de Termelétricidade
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
SMC	-	Simulação de Monte Carlo
SUM	-	Secretaria de Usos Múltiplos
TOR	-	Teoria das Opções Reais
UHE	-	Usina Hidrelétrica
UTE	-	Usina Termelétrica
UTN	-	Usina Termonuclear

1. INTRODUÇÃO: O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

1.1. A Importância do Planejamento no Setor Elétrico

A relação entre o aumento do consumo de energia elétrica e o processo de desenvolvimento de um país, já foi comprovada em diversos estudos, tais como em LA ROVERE (1984). Nessa ótica, países com maior intensidade energética, definida como a razão entre o consumo energético e o PIB, seriam mais desenvolvidos que outros com menor intensidade.

O planejamento do setor elétrico é fundamental para assegurar a continuidade do abastecimento e/ou suprimento de energia ao menor custo, com o menor risco e com os menores impactos sócio-econômicos e ambientais para a sociedade.

Dito de outra forma, a falta do planejamento pode trazer conseqüências negativas, com reflexos em termos de elevação de custos e/ou degradação na qualidade da prestação do serviço, tais como racionamentos ou excessos de capacidade instalada, produção ineficiente, etc.

Enfim, tanto as características técnicas e econômicas como o escopo e a complexidade dos aspectos envolvidos no funcionamento da indústria de energia explicam a importância do planejamento do setor elétrico.

Com relação aos aspectos técnicos e econômicos, deve-se destacar que o setor de energia possui alguns segmentos com características de monopólio natural¹ e de indústria de rede², como, por exemplo, o segmento de transmissão e distribuição, o

¹ Um monopólio é dito natural quando o nível de produção suficiente (ou quase suficiente) para abastecer todo o mercado demandante ocorre ao mínimo custo médio de produção (FERGUNSON, 1989). As características típicas de um monopólio natural são: i) capital intensivo e economia de escala, ii) incapacidade de estocagem e demanda flutuante, iii) presença de rendas de localização, iv) serviço ou produto essencial para os consumidores, v) presença de conexão direta com os consumidores (NEWBERY, 1994, p.7).

² Já as Indústrias de rede são aquelas dependentes de malhas para transportar mercadorias para o consumidor. Geralmente este tipo de indústria apresenta características como: (1) a necessidade de equilíbrio em curto prazo entre oferta e demanda, dada a dificuldade técnica de estocagem; considerável imprevisibilidade da demanda no curtíssimo prazo, levando à necessidade de manter uma capacidade instalada ociosa; investimento inicial alto e custos irrecuperáveis; redes com interconexões fixas, reduzindo a flexibilidade do consumidor na

segmento de transporte e distribuição de gás natural. Alguns segmentos da cadeia da indústria do petróleo também apresentam características de oligopólio.

A estrutura em rede gera economias de escopo, de escala e de coordenação e requer a operação centralizada dos serviços. No caso do setor elétrico existem outras especificidades adicionais, como as dificuldades técnicas e altos custos da estocagem de energia elétrica, que determinam a estruturação de produção e logística para o atendimento instantâneo da demanda.

No setor elétrico brasileiro, além das características descritas acima o planejamento é essencial em função dos seguintes aspectos:

- Base hidrelétrica, com usinas em cascata de propriedades distintas;
- Elevada intensidade de capital;
- Longo prazo de maturação dos investimentos;
- Grandes interligações e
- Grandes incertezas (hidrológicas, no crescimento da demanda, nos preços dos combustíveis etc...)

CARVALHO et al. (2006) acrescenta que em função destas particularidade e dos estudos que antecedem sua concepção, o planejamento da expansão do sistema elétrico nacional era desenvolvido em três níveis, a saber:

- Estudos de Longo Prazo – para um horizonte de até 30 anos, onde se procurava analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema elétrico, a composição futura do parque gerador e os principais troncos e sistemas de transmissão. Sua periodicidade era de 5 a 6 anos e se constituía na base para a elaboração dos Planos Nacionais de Energia Elétrica.

escolha de fornecedores (economias de coordenação); (2) as externalidades diretas e indiretas resultando em economias de escala; (3) a presença de mono e multi funcionalidade da rede resultando em economias de escopo; (4) as características de bem-público associadas aos serviços em rede, que resultam na dificuldade de diferenciação e cobrança dos serviços, principalmente daqueles relacionados às propriedades emergentes (anciliares); (5) a presença ou tendência de concentração de mercado (integração vertical para frente e para trás) devido aos incentivos para redução de custos de transação e para otimizar comportamentos estratégicos (KUNNEKE, 1999).

- Estudos de Médio Prazo – tinham horizonte de 15 anos. Neste se estabeleciam os programas de geração e de transmissão de referência e se estimavam as necessidades de recursos financeiros para investimentos e a demanda de serviços de construção de usinas, de sistemas elétricos (linhas de transmissão e subestações) e de equipamentos. Sua periodicidade era de 2 a 3 anos.
- Estudos de Curto Prazo - com horizonte de 10 anos. Eram apresentadas as decisões relativas à expansão da geração e da transmissão, definindo os empreendimentos e sua alocação temporal, sendo realizadas as análises das condições de suprimento ao mercado e calculados os custos marginais de expansão. Sua periodicidade era anual e resultava no Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico. Em geral, os estudos do Plano Decenal consideravam quatro cenários macroeconômicos, um dos quais era adotado como de "referência".

Como a eletricidade é um fluxo, o tempo e o espaço são dimensões importantes na caracterização da escala e do escopo dos processos de produção e transporte. A operação com níveis mais elevados de potência permite a exploração de economias de escala e a exploração de economias de escopo³.

Embora os processos de geração e de utilização de energia elétrica sejam simultâneos, eles não ocorrem no mesmo espaço físico. Desta forma, a integração temporal entre esses processos deve corresponder a uma integração espacial para que haja continuidade do fluxo no tempo e no espaço. Sendo assim, a capacidade de transporte tem impactos significativos na introdução de concorrência na cadeia de valor da indústria de eletricidade. Um atributo técnico-econômico fundamental do setor é o equilíbrio físico, que requer a coordenação do sistema, já que as suas partes operam com forte interdependência.

A geração de energia elétrica pode ser obtida por meio de várias tecnologias com diferentes custos e impactos sócio-ambientais. No caso da hidroeletricidade, por

³ A economia de escala do setor elétrico advém da possibilidade de diluição de custos fixos de empresas com alta capacidade instalada. As economias de escopo, por sua vez, ocorrem devido à possibilidade de venda de serviços diferentes utilizando a mesma base de ativos.

exemplo, o seu insumo é um fluxo aleatório baseado no regime de chuvas, o que implica em uma complexidade no planejamento do parque gerador.

A necessidade de planejamento também deriva do escopo e da complexidade do sistema energético, incluindo os diferentes atores responsáveis pela evolução do setor, tanto do lado da oferta quanto do lado da demanda. Em especial os formuladores de política e as agências reguladoras são atores com grande poder institucional sobre as variáveis do sistema. Suas decisões trazem impactos para todos os agentes e influenciam sobremaneira o futuro dos sistemas. Essas decisões, na maioria das vezes, são tomadas perante um ambiente de incertezas e necessitam de processos sistemáticos de apoio à decisão, em especial sobre as perspectivas de futuro.

De fato, o futuro é incerto e não pode ser previsto com exatidão e segurança, sendo na verdade o resultado de descontinuidades, rupturas e inflexões do padrão passado, altamente influenciado por novos fatos portadores de futuro e fruto de uma construção social, resultado dos interesses e estratégias dos atores sociais.

A consideração de todas as incertezas que permeiam o setor elétrico no planejamento da expansão é um tema de extrema relevância, que será desenvolvido ao longo desta tese. Deseja-se demonstrar a importância da diversificação da matriz de geração de energia elétrica e ainda propor um novo modelo de planejamento para o longo prazo capaz de contemplar esses aspectos.

Mais do que uma proposta metodológica para introdução da incerteza no processo de planejamento estratégico de longo prazo no Brasil, este trabalho apresenta o ponto de vista do planejador levando em consideração o comportamento dos agentes.

1.2. Breve Histórico do Planejamento do Setor Elétrico no Brasil

Para entender melhor os fatores que motivaram as diretrizes do planejamento energético no Brasil é importante fazer uma breve retrospectiva da história econômica nacional.

A partir de 1964, ano de início da ditadura militar, políticas de incentivos às exportações promoveram grande modernização da agroindústria no Sul, São Paulo,

Centro-Oeste, Minas Gerais e algumas áreas do Nordeste, especialmente no vale do rio São Francisco.

Ao longo da década de 70, principalmente a partir do II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), no governo do presidente Ernesto Geisel, foram definidos objetivos estruturais ambiciosos para o país. Pretendia-se completar a diversificação da matriz industrial brasileira, iniciada principalmente no Plano de Metas do presidente Juscelino Kubitschek. Buscou-se substituir importações de insumos básicos e bens de capital, tentando superar os problemas cambiais resultantes da primeira crise de preços do petróleo, em 1973. Foram desenvolvidos projetos nas áreas de carvão, não-ferrosos, álcool da cana, energia elétrica, petróleo, entre outros. Estes projetos foram implantados em várias partes do país, contribuindo para a desconcentração da atividade produtiva no Brasil.

A indústria constituiu o principal setor no surto de desenvolvimento iniciado em 1968 (BAER, 1983). FURTADO (2003) destaca que a indústria automobilística cresceu a taxas espetaculares, ultrapassando a marca de 700.000 unidades em 1973.

O Brasil, então grande importador, foi levado a adotar uma intensa política de substituição de importações. Apesar da crise, havia abundância de recursos externos, principalmente os denominados petrodólares. Estes eram oriundos das elevadas rendas conseguidas pelos países exportadores de petróleo. A grande oferta de capitais gerou baixas taxas de juros no mercado internacional. Nestas condições, o governo militar optou por continuar o processo expansivo, baseado no endividamento externo. De fato, o governo estava empenhado em manter as altas taxas de crescimento econômico e o II PND, já em andamento, previa investimentos em larga escala para as indústrias de base, de infra-estrutura econômica e social.

Essa política consolidou o desenvolvimento da indústria nacional, aumentando o volume de exportações, em particular dos setores energia intensivos, o que contribuía para amenizar o déficit na balança comercial. Assim, elevadas taxas de crescimento marcaram a década, levando a um clima de otimismo geral que ficou conhecido como “*o milagre econômico*”.

A opção pela expansão do parque gerador priorizando a construção de usinas hidrelétricas foi feita pelo governo militar por considerá-la estratégica para o país. Na época, o petróleo ainda era relativamente barato tornando a expansão térmica a opção

mais econômica. Mais tarde, ficou patente a enorme vantagem comparativa do país ao possuir vastos recursos hídricos e enorme potencial hidrelétrico. Grandes projetos de usinas hidrelétricas permitiram uma geração capaz de sustentar o crescimento econômico no período.

De acordo com ROSA et al (1998) o setor elétrico brasileiro apresentou um longo período de crescimento no pós guerra, que permitiu a consituição de um setor sofisticado e eficiente graças às disponibilidades de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tributários e de financiamento setorial, política tarifária bem ajustada e realista, forte ampliação da demanda e à ampla disponibilidade de recursos hidrelétricos de baixo custo.

No final da década de 70 o país mergulha em uma crise econômica causada principalmente pela falta de ajuste da economia aos problemas gerados no balanço de pagamentos devido à elevação dos preços do petróleo no mercado internacional. Nesse sentido, a forte elevação dos juros no mercado internacional também foi decisiva.

Assim, o Segundo Choque de Preços do Petróleo em 1979 encerrou o ciclo expansivo da economia brasileira que crescia à taxa média de 7% ao ano desde 1945. A então elevada dependência do petróleo importado, que chegou a 50% do valor das importações entre 79 e 81, associada ao endividamento externo, inviabilizou a continuidade do desenvolvimento. (FURTADO, 2003)

Neste contexto, o Brasil chega à década de 80 com aumento das despesas com encargos da dívida externa. O país mergulha em uma grande recessão com o crescimento do PIB em 1981 ficando em -0,04%. O Plano 90 da Eletrobrás antes de suas revisões fora elaborado em 74 para atender às necessidades da década de 80. Portanto, baseado nos patamares de crescimento da década de 70, e por isso, previa um crescimento anual da demanda de energia elétrica a taxas superiores a 11%.

Com a recessão do início dos anos 80 houve uma relativa disponibilidade de energia secundária. Esse fato, combinado ao choque do petróleo, estimulou uma política de estímulo à eletrotermia, incentivando a utilização de energia elétrica como substituto do uso de derivados de petróleo na indústria. Foi também nesse período que ocorreu a implantação da indústria de alumínio no Brasil.

Nesse período, devido a uma sobra de energia secundária, o Ministério de Minas e Energia criou tipos especiais de tarifas mais atrativas para o setor industrial, como a Energia Sazonal Não Garantida (ESNG) e a Energia Garantida por Tempo Determinado (EGTD), o que ficou conhecido como a política de eletrotermia. TOLMASQUIM (1989) apresenta uma estimativa de que cerca de 0,7 Mtep de energia elétrica útil foram consumidas sob a forma de calor de processo na indústria em 1985. Isso representava 8,46 % do consumo total de eletricidade da época.

A partir deste período, no entanto, uma série de fatores alterou o rumo das diretrizes até então existentes. Inicialmente, deve-se destacar o rápido crescimento da demanda de eletricidade, principalmente devido a eletrotermia no setor industrial, pressionando a capacidade de oferta de eletricidade existente. De forma equivalente, os preços do petróleo no mercado internacional diminuíram até níveis relativamente próximos aos anteriores ao período de crise. Além disso, a política de tarifas artificialmente baixas, para conter a inflação, começava a reduzir a capacidade de investimento na expansão da oferta, o que combinado com a alta das taxas de juros no mercado internacional criava grandes dificuldades financeiras para o setor elétrico que teve sua expansão em parte financiada por empréstimos com taxas flutuantes.

Como consequência disso, o autofinanciamento ficou prejudicado pelo achatamento das tarifas que eram utilizadas para conter a inflação e, portanto, muitas vezes mantidas em patamares inferiores ao custo marginal da expansão. Por fim, o aporte de recursos do Tesouro tampouco era uma opção de financiamento devido aos constantes déficits orçamentários do setor público

A conjugação de todos estes fatores conduziu ao aumento do risco de falta de energia elétrica e levou à criação do PROCEL em 1985.

De 1980 a 1989, no período dos governos João Figueiredo e José Sarney, ocorreu uma profunda deterioração da situação econômica e social do Brasil. O modelo de desenvolvimento baseado no processo de substituição de importações, que atingiu o auge na década de 70, se esgotou no início dos anos 80 e nada se fez em toda essa década no sentido de reestruturar a economia brasileira em novas bases. A ascensão ao poder do presidente José Sarney em 1985 não foi suficiente para criar as condições políticas para a introdução de um novo modelo de desenvolvimento para o Brasil e viabilizar um novo ciclo de expansão para a economia brasileira. A partir de

1986, sucessivos planos econômicos (Cruzado em 1986, Bresser em 1987 e Verão em 1989) não foram capazes de conter os avanços da inflação que corroía drasticamente o poder de compra dos salários, levando a uma retração do consumo de bens e em consequência disso, da produção.

Em 1990 o governo do presidente Fernando Collor iniciou o processo de abertura econômica no Brasil. Foram criadas inúmeras facilidades para o ingresso de capitais externos orientados para o financiamento de novos investimentos, então considerados indispensáveis devido à insuficiência da poupança interna. O principal fato do ano de 1990 foi o Plano Collor I que bloqueou os ativos financeiros, estagnando a economia nacional.

Outro importante evento acontecido no Governo Collor refere-se à liberalização do comércio que, associada ao elevado custo do capital para investimentos em modernização por parte das empresas nacionais, provocou o fechamento de várias indústrias e o aumento das importações.

Em março de 1990 o presidente Fernando Collor lançou o Programa Nacional de Desestatização, que incluía as empresas do Setor Elétrico. Em setembro de 1992, houve o impeachment do presidente que posteriormente foi substituído pelo seu vice, Itamar Franco. Já em 1993 a Lei N° 9631 promoveu a desqualificação tarifária e anulou as dívidas intra-setoriais. O Tesouro Nacional equacionou a dívida de 23 bilhões de dólares para sanear o setor elétrico brasileiro.

Em 1994, foi anunciado o Plano Real que finalmente foi capaz de conter a hiperinflação no país. A estabilidade econômica, em certo grau, resultou em uma elevação dos níveis de eficiência da economia, estimulando a competitividade e atraindo o investimento estrangeiro.

Até 1995 a participação do capital privado no setor elétrico era bastante limitada. Em julho de 1995 têm início as privatizações no setor elétrico com a privatização da ESCELSA, seguida pela da LIGHT em maio de 1996. O efeito mais relevante dessas privatizações foi uma rápida recuperação dos níveis tarifários (defasados até então), a fim de aumentar a atratividade das empresas a serem privatizadas. Entre 95 e 99 a tarifa média de suprimento cresceu 51%, conforme FERNANDES et al (2000). Vale ressaltar que ao contrário do que era desejado, as empresas privatizadas não

investiram no aumento da expansão do parque gerador, priorizando o pagamento de dividendos para seus novos controladores.

Se por um lado, o Plano Real teve o mérito de conter a hiperinflação, proporcionando o aumento da renda, por outro provocou o aumento dos déficits gêmeos (fiscal e conta corrente), levando ao aumento das obrigações públicas e externas. O déficit fiscal foi causado por uma queda do superávit fiscal médio de 2,9% do PIB entre 1991 e 1994 para um déficit médio de 0,2% do PIB entre 1995 e 1998. O déficit em conta corrente foi provocado pelo aquecimento da demanda. A demanda agregada cresceu como resultado do aumento nos gastos públicos, do “boom” de investimentos privados e do aquecimento do consumo.

A deterioração das contas correntes e o fato de que o déficit era financiado por fluxos de capital de curto prazo acentuaram a dependência do financiamento externo e, conseqüentemente, aumentaram a vulnerabilidade a choques externos. De acordo com PINHEIRO et al (2001) essa vulnerabilidade foi notada pela primeira vez na crise do México em março de 1995 (“*Efeito Tequila*”), confirmou-se com a crise asiática em outubro de 1997, causando uma grande fuga de capitais. A situação agravou-se ainda mais com a moratória da Rússia em 1998, gerando um efeito multiplicador recessivo. Os investimentos na expansão do setor elétrico ficam novamente comprometidos.

As décadas de 80 e 90 foram períodos de grandes dificuldades para a economia brasileira. Durante esse período, os governantes brasileiros não priorizaram qualquer ação desenvolvimentista, centrando suas iniciativas prioritariamente no combate à inflação e no controle das contas externas.

Em virtude disso, seguindo a tendência das reformas precursoras na Inglaterra e no Chile, o setor energético brasileiro, ao longo da década de 90, em especial a eletricidade e o gás natural, passou por sucessivas reformas, motivadas principalmente pela necessidade de resolver o problema de financiamento do setor, de aumentar a eficiência econômica, além de reduzir a dívida do setor público.

A Primeira Reforma do Setor Elétrico foi calcada em quatro linhas de atuação: (1) novos arranjos mercantis (compra e venda de energia no atacado, acesso às redes de transmissão e distribuição e mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor); (2) medidas jurídicas e regulamentares (concessões, regulamentação econômica de monopólios naturais, facilitar a concorrência e o atendimento ao cliente);

(3) mudanças institucionais (novos agentes e órgãos - ANEEL, revisão do papel da Eletrobrás, mudanças estruturais); e (4) reestruturação do financiamento do setor (alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades).

Nessa década foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), agência reguladora com autonomia institucional vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi instituído o livre acesso à rede por terceiros (*third party access*) e regulamentada a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor. Regulamentou-se o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), foram definidas as regras de organização do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e criou-se o MRE (Mecanismo de Realocação de Energia), com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas despachadas de maneira centralizada. Além disto, promoveu-se a privatização de mais de 80% das distribuidoras de energia elétrica e de parte do segmento de geração (TOLMASQUIM et al, 2002).

No entanto, ao fim dos anos 90 a atratividade de investimentos na expansão não ocorreu como era esperado e os grandes reservatórios do sistema foram deplecionados culminando em um racionamento que alcançou grandes proporções, forçando uma redução média no consumo de 20% entre 2001 e 2002.

Para enfrentar a crise de abastecimento as autoridades elaboraram, em caráter emergencial, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT). Em 24 de fevereiro de 2000, foi criado pelo Decreto Nº 3371 o Programa Prioritário de Térmicas - PPT, que se apresentava como decisivo para a diversificação da matriz de geração brasileira, cuja potência total deveria passar a ser 80% hidrelétrica e 20% termelétrica até 2009.

O PPT previa incentivos de longo prazo (20 anos) para as térmicas e garantia um despacho das mesmas na base. O PPT previa a entrada de 49 termelétricas, na maioria a gás natural, das quais a maioria não saiu do papel e outras poucas foram viabilizadas contando com parceria da Petrobrás (empresa pública de petróleo e gás natural).

Contudo, inúmeros problemas na formulação do programa centrados principalmente nos contratos de fornecimento do gás natural, baseados em dólar sob rígidas cláusulas de “*ship or pay*”⁴ e “*take or pay*”, fizeram do PPT um fracasso.

Como resultado, o governo instituiu a Câmara de gestão da crise para administrar o racionamento e o Programa de Energia Emergencial. Além disto elaborou o Plano de Revitalização do Setor Elétrico.

O Programa Emergencial, fruto do racionamento, estabeleceu a contratação sob a modalidade de aluguel de 2.153,6 MW provenientes de 57 usinas a óleo combustível mediante o pagamento a estas usinas de R\$100/MWh quando desligadas e R\$288/MWh quando em operação.

Para fazer face à estes pagamentos foram instituídos encargos emergenciais aos consumidores já sujeitos a uma redução forçada de consumo (em torno de 20%).

Naturalmente a restrição do consumo teve vários efeitos: deslocou parte do consumo de energia elétrica para outros energéticos, impôs um aumento da conservação de energia, seja via efficientização seja via racionalização do uso, e limitou o crescimento econômico refletindo no PIB.

Como resultado, essa contração da demanda, somada à desvalorização cambial (1999 e 2001), contribuiu para agravar a grave crise financeira nas concessionárias distribuidoras de eletricidade, devido a queda de vendas e de faturamento, e ao aumento das dívidas (em dólares). Esta crise assumiu proporções que resultaram na compensação das distribuidoras através do repasse de parte da queda de mercado devido ao racionamento aos consumidores.

O fim do racionamento em 2002 trouxe a surpresa da contração da demanda, o que implicou na redução das expectativas de mercado (vendas) das distribuidoras.

Em 2003, com a tomada de posse do governo Lula, os problemas financeiros persistiram junto às distribuidoras levando o governo a viabilizar a implantação de um

⁴ A cláusula de “*take or pay*” estabelece o pagamento por uma quantia mínima de gás natural, independente do consumo do mesmo.

programa de antecipação de recursos via BNDES para as concessionárias de distribuição. Adicionalmente foi elaborado um novo modelo institucional para o setor energético (instituído pela Lei No 10.848 de 15 de março de 2004 e decreto 5.163 de 30 de julho de 2004), com o legado de corrigir as falhas que ocasionaram a crise, com foco principal nas questões de modicidade tarifária, universalização do acesso e na retomada do planejamento energético.

A figura 1 apresentada a seguir apresenta uma evolução do consumo de energia elétrica no Brasil à luz dos principais eventos políticos econômicos nas últimas três décadas.

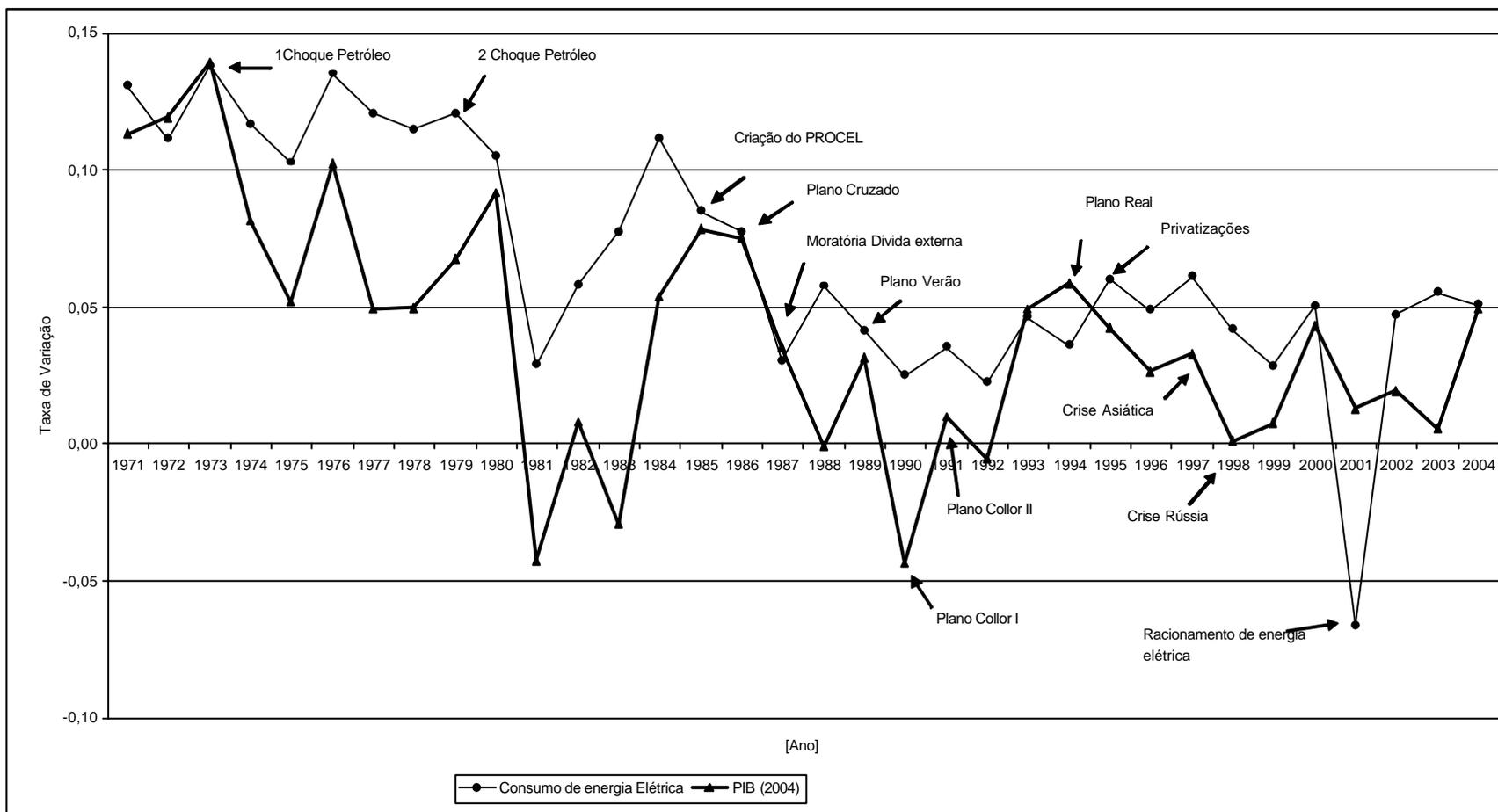


Figura 1– Evolução Histórica da variação do PIB e do Consumo de energia elétrica

Fonte: elaboração própria

1.3. O Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

Em abril de 2002 o Instituto de Cidadania elaborou um documento fazendo uma análise crítica do contexto no qual se insere o setor elétrico brasileiro, propondo soluções e alternativas para o desenvolvimento sustentável do setor e do país. O documento serviu como base para elaboração do novo modelo institucional proposto pelo governo Lula com a Lei 10.848.

Para entender as mudanças propostas é preciso antes de mais nada conhecer as diferenças nos pontos fundamentais entre os modelos, e avaliar as heranças deixadas pelo governo Fernando Henrique Cardoso para a nova gestão.

No modelo anterior a atividade de geração era tratada em uma ótica mercantil, as usinas eram exploradas por produtores independentes, e existia um mercado atacadista de energia ativo e indutor de investimentos futuros. A transmissão era uma concessão e as empresas deveriam ser totalmente desverticalizadas.

No planejamento indicativo, adotado anteriormente, a geração não tinha nenhuma responsabilidade de garantia da expansão e no caso da expansão da transmissão faltava uma definição clara. O planejamento indicativo constitui portanto, em um nível intermediário entre não se fazer nenhum tipo de planejamento e o planejamento centralizado. Não havia nenhuma definição a partir de nenhum organismo do governo sobre as obras que deveriam ser realizadas, ou quando deveriam ser executadas para garantir o atendimento da demanda futura de energia elétrica no país. A criação da figura do produtor independente, *a priori*, tinha o objetivo de baratear as tarifas através do aumento do número de agentes atuantes. Para o consumidor foi gerada uma incerteza sobre os preços, e na ótica dos investidores havia o risco.

Novas usinas eram licitadas através de um leilão onde ganhava quem oferecia maior ágio para o tesouro. A entrada de novas formas de geração era dada naturalmente pelo próprio mercado. As usinas térmicas a gás estavam sujeitas a contratos com rígidas cláusulas de “*take or pay*” e/ou “*ship or pay*”. Neste modelo imaginava-se que a concessão de vantagens e empréstimos de recursos públicos atrairia investimentos privados.

O modelo anterior dava maior ênfase à dimensão do mercado enquanto a proposta do instituto de cidadania era valorizar mais a dimensão de serviço público. A proposta

previa um retorno do planejamento determinativo para garantir custos baixos, expansão da transmissão e definir uma política energética para o Brasil.

Assumir-se-ia o controle sobre os preços da eletricidade, e admitindo que a competição é uma forma eficiente para se conseguir preços baixos, seriam feitos leilões de blocos de energia ou de capacidade instalada, onde o vencedor seria o grupo/agente que oferecesse a menor tarifa.

Manter-se-ia a figura do produtor independente de energia, mas restringindo a sua atuação. Na geração, a figura dominante deveria ser a concessionária que poderia ser estatal ou privada. A atividade de distribuição também seria através de concessionárias.

As figuras dos produtores independentes e dos consumidores livres deveriam permanecer como válvulas de escape, através de restrições como por exemplo a imposição do prazo para que um consumidor se declarasse livre.

Existe um problema institucional que necessita da definição de regras claras para fazer funcionar um sistema híbrido que conta com a participação do Estado e de investidores privados na prestação de um serviço público essencial, que é a energia elétrica. Existe ainda o problema físico de compatibilização da demanda com a energia gerada (ou potência instalada), que envolve diversas fontes de incerteza.

Do lado da demanda, há a incerteza no crescimento que está relacionado a uma série de variáveis macro econômicas de difícil previsão. Do lado da oferta, é preciso sempre contar com uma folga para garantir o atendimento à demanda. É preciso ainda contar com o planejamento minucioso da expansão pois é preciso considerar os diferentes prazos de construção e entrada em operação de cada tecnologia, sem perder o foco da modicidade tarifária e segurança do suprimento. Antigamente as usinas termelétricas tinham um papel muito regional ou mesmo elétrico no sistema (estabilização de tensões). Existe a clara tendência de crescimento da importância das termelétricas como seguro para o abastecimento do sistema e principalmente atendimento aos sistemas isolados. Em um país de vocação hídrica como o Brasil é preciso definir qual será o papel das termelétricas e qual será o mix ótimo entre geração térmica e hidrelétrica. Este problema exige uma solução técnica.

Ainda do lado da oferta, há a incerteza na execução das obras, sobre quais empreendimentos planejados efetivamente sairão do papel, e quando isso acontecerá. Finalmente, é imperativo ressaltar a importância dos problemas ambientais advindos da necessidade de licenciamento prévio, que insere ainda mais incertezas neste processo. Há uma clara dificuldade de conciliação dos interesses das áreas energética e ambiental. Se o processo de licenciamento prévio de uma unidade hidrelétrica tende a ser mais lento e mais particular que de uma termelétrica, há um favorecimento da geração termelétrica.

A partir da discussão das idéias do documento do Instituto de Cidadania a equipe do Ministério de Minas e Energia do governo Lula concebeu um novo modelo institucional para o Setor Elétrico Brasileiro.

A Segunda Reforma do Setor Elétrico, apresenta um novo modelo que baseia-se no seguinte tripé: regras estáveis, segurança e modicidade tarifária. Houve uma clara mudança de objetivos neste modelo em relação ao modelo que vigorava pela ênfase nas questões da universalização, na modicidade tarifária e na questão ambiental. Os objetivos fundamentais do atual modelo são portanto:

- garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; e
- promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização do atendimento.

A fim de garantir a segurança, o modelo determina que as distribuidoras estarão obrigadas a contratar 100% da demanda prevista para o seu mercado. Além disso, toda geração deverá ter lastro físico. O modelo cria um Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico com a função de analisar a continuidade e a qualidade de suprimento num horizonte de cinco anos e propor medidas preventivas de mínimo custo para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de reserva conjuntural e outras.

Finalmente, o modelo reconhece a importância de trabalhar com um mix hidrotérmico ótimo, para assegurar melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento. A razão

é a contribuição das termelétricas para o alívio das interrupções mais severas quando ocorrerem condições hidrológicas extremamente desfavoráveis.

De acordo com o texto do MME do Modelo Institucional do Setor Elétrico:

O Modelo prevê um conjunto integrado de medidas para garantir a segurança de suprimento incluindo: (1) exigência de contratação de 100% da demanda; (2) cálculo realista dos lastros de geração; (3) adequação do critério vigente de segurança estrutural de suprimento, estabelecido há mais de vinte anos, à importância crescente da eletricidade para a economia e para a sociedade, com o estabelecimento de critérios de segurança de suprimento mais severos dos que os atuais; (4) contratação de proporções de hidrelétricas e térmicas que assegurem melhor o equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, o que, combinado com os novos critérios de suprimento, resultará na mesma segurança de suprimento que seria proporcionada pela combinação dos critérios atuais com uma reserva estabelecida externamente, sem necessidade de alocar arbitrariamente um conjunto de projetos de “reserva”; (5) monitoramento permanente da segurança de suprimento, permitindo detectar desequilíbrios entre oferta e demanda e ensejando medidas preventivas capazes de restaurar a garantia de suprimento ao menor custo para o consumidor.

Em consonância com essas medidas o Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004 traz em seu artigo 12 que a EPE – Empresa de Pesquisa Energética submeterá ao MME estudo que considerará a otimização técnico econômica do parque hidrotérmico do SIN, bem como do sistema de transmissão associado para a realização dos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos. A criação da EPE representa portanto a retomada ao processo de planejamento do setor.

Na questão da modicidade tarifária, o governo entende que esta só é possível através da competição. No entanto, o modelo competitivo implantado anteriormente mostrou-se ineficiente na expansão. No novo modelo a competição se dará através de um

leilão público onde vence o agente que oferecer a menor tarifa ao consumidor, e não aquele que oferece maior ágio para o Tesouro Nacional. O detalhamento dos mecanismos de comercialização de acordo com as diretrizes do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico fogem o escopo desse trabalho, mas podem ser consultados no Decreto 5.163 de 30/07/2004 publicado no Diário Oficial da União em 30/07/2004.

Alguns aspectos relacionados à evolução do Sistema Brasileiro foram destacados recentemente por Roberto Pereira d'Araújo, então assessor da presidência da Eletrobrás no I Fórum Continuado de Energia. O sistema brasileiro deverá continuar sendo de predominância hidráulica. Outras fontes terão que se adaptar à lógica do núcleo hídrico e não o contrário. É prevista a crescente redução da capacidade de reserva em função da adição de usinas sem grandes reservatórios. Apesar disso, o setor elétrico brasileiro permanece como o sistema de maior reserva energética em relação à carga. Mantém-se a necessidade de estratégias de longo prazo. O setor permanece como um sistema de compartilhamento de recursos. As térmicas contratadas pela capacidade permitirão recuperar capacidade de reserva, funcionando como um reservatório virtual.

1.4. Objetivos

O conhecimento do Sistema Elétrico Brasileiro e o contexto histórico e atual de acordo com os rumos do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico justificam a relevância do estudo da avaliação da flexibilidade operacional que as térmicas representam para o SIN.

Existem dois objetivos que serão perseguidos nesse trabalho: o primeiro deles é avaliar a flexibilidade oferecida pelas termelétricas no SIN.

Em outras palavras, até que ponto devem ser estimulados investimentos na geração térmica para proporcionar segurança e confiabilidade ao Sistema Elétrico Brasileiro? A aquisição de flexibilidade é importante no caso do sistema elétrico brasileiro pois permite atender a níveis maiores de confiabilidade e segurança. De acordo com BENGTTSSON (2004) flexibilidade pode ser adquirida por diferentes rotas e cada uma dessas está associada a custos distintos. Portanto é importante avaliar os benefícios alcançados com a aquisição da flexibilidade. Estimar o valor da flexibilidade serve

como um importante parâmetro no processo de planejamento da expansão e levará a melhores decisões favorecendo o país, e conseqüentemente todos os consumidores.

Não há dúvida de que a presença de flexibilidade adiciona valor por prover o sistema com a habilidade de se modificar diante de incertezas, isto é, aumenta a robustez do sistema. A importância dessa flexibilidade e seu cálculo tem sido objeto de estudo de diversos autores como por exemplo KULATILAKA (1998), TRIGEORGIS (1999), WANG e NEUFVILLE (2004), DIXIT e PINDYCK (1994) e BENGTSSON (2004). Os estudos mais recentes elegem a Teoria das Opções Reais como ferramenta mais apropriada e poderosa para captar o valor de diferentes tipos de flexibilidade.

O segundo objetivo desta tese consiste na proposição de um Modelo para o Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração de Energia Elétrica no Brasil capaz de incorporar as incertezas de naturezas diversas. A idéia novamente consiste na aplicação da Teoria das Opções Reais ao problema do Planejamento da Expansão.

Dessa forma, a tese está estruturada da seguinte maneira: o capítulo 2 apresenta o Sistema Elétrico Brasileiro dando relevo a suas particularidades que elevam a complexidade do planejamento da sua operação e expansão. No terceiro capítulo é feita uma revisão da literatura da Teoria das Opções Reais e de suas principais aplicações na área de energia. O capítulo 4 destina-se ao cálculo da flexibilidade operacional no Sistema Elétrico Brasileiro, atendendo ao primeiro objetivo do trabalho. No quinto capítulo está a contribuição do trabalho para a concepção de um novo Modelo de Planejamento da Expansão da Geração. O modelo proposto é aplicado ao caso brasileiro para planejamento no horizonte de 20 anos com início em 2007. O capítulo 6 contém as discussões dos principais resultados, deixando os comentários finais para a conclusão no capítulo 7.

2. O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1. O Sistema Interligado Nacional : Características técnicas

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com características que o tornam único no âmbito mundial. A principal destas características é a predominância da geração hidrelétrica (mais de 85% da capacidade instalada, que em condições normais é responsável pela produção de 99% da eletricidade consumida no país) que conta com grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual distribuídos em diversas bacias hidrográficas de propriedades distintas. O sistema opera ainda com complementação térmica, composta por usinas nucleares, a óleo combustível, a diesel, a gás natural ou a biomassa. É o maior sistema interligado do mundo.

A forte predominância hidrelétrica no sistema é um aspecto tão marcante no Brasil que recentemente, SAUER et al (2003) referiram-se ao país como um dos “árabes” da hidroeletricidade, para dar ênfase à importância de aproveitamento dessa fonte inesgotável de energia barata. (ver figura 2) Existem grandes vantagens associadas à predominância hidrelétrica. PEREIRA et al (1998) destacam que as hidrelétricas podem gerar energia praticamente a um custo zero uma vez que não possuem gastos com combustíveis. Além disso, as hidrelétricas representam vantagens ambientais não comprometendo a qualidade do ar onde são instaladas e principalmente pela sua baixíssima emissão de gases do efeito estufa.

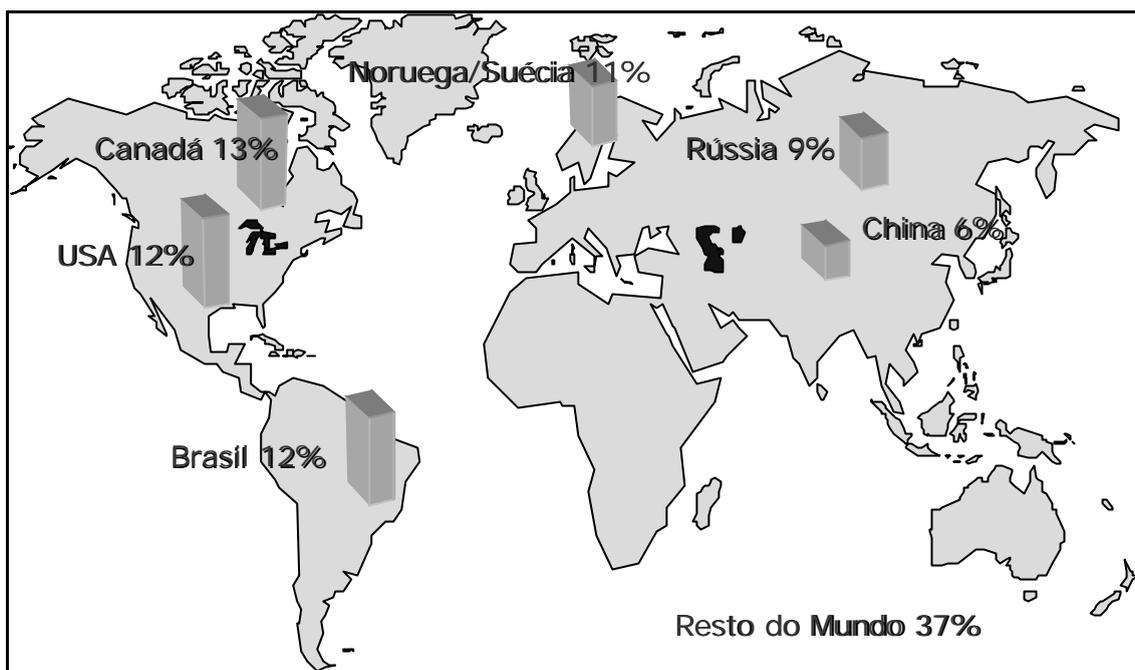


Figura 2 - Potencial Hidrelétrico no mundo

Fonte: Sauer et al (2003)

O Sistema Interligado Nacional – SIN, é constituído pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte, deixando somente 3,4% da capacidade de produção a cargo de sistemas isolados, a maioria localizada na região amazônica. O Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS concentra sua atuação sobre o SIN que ao final de 2005 correspondia a uma capacidade geradora instalada de 87.177MW, dos quais 83,18% são provenientes de geração hidrelétrica, em usinas que estão distribuídas em 8 bacias hidrográficas.

As chuvas também variam de região para região. Para aproveitar essa variedade, o sistema foi interligado através de linhas de transmissão, permitindo a existência de um operador central que tornou-se capaz de racionalizar o uso da água – e regularizar o curso dos rios – em praticamente todo o país. Os reservatórios situados em diferentes bacias hidrográficas, que não têm nenhuma ligação física entre si, passaram a funcionar como se fossem vasos comunicantes. (BENJAMIM, 2004)

Por se tratar de um país de dimensões continentais, foi necessário o desenvolvimento de uma extensa rede de transmissão, permitindo transportar a energia produzida nas usinas hidrelétricas até os grandes centros consumidores, e mais do que isso, proporcionando a troca de energia entre regiões. Ao final de 2005, de acordo com

dados do Operador Nacional do Sistema, a rede de transmissão contava com 83.049 km de linhas de transmissão em tensões superiores a 230kv.

No Brasil, como se vê, as linhas de transmissão integram o sistema de produção de energia. Não são simplesmente acopladas a ele para fazer a eletricidade escoar até o consumidor. Ligando quase todo o território nacional, elas ajudam a fazer com que a capacidade de geração hidrelétrica brasileira, vista como um todo, seja 25% superior à soma da capacidade das usinas, quando vistas isoladamente. SAUER et al (2003)

Para produzir tamanha sinergia é preciso de uma operação coordenada do sistema. Coordenada, primeiro, em cada bacia, pois a decisão de produzir ou economizar energia (ou seja, verter ou represar água), tomada por uma usina situada a montante, define as condições de operação das usinas situadas a jusante. Tal necessidade de coordenação envolve também bacias diferentes. Mais ainda: a coordenação é necessária não apenas à operação do sistema que já existe, mas também às decisões de investimento para sua expansão, pois a economicidade de uma usina nova depende de suas possibilidades de integração ao conjunto da rede.

A correta operação do sistema exige, pois, uma visão de conjunto no espaço e um largo horizonte de tempo para o planejamento da expansão (uma hidrelétrica leva, em geral, de cinco a sete anos para ser construída). A idéia de operar cada usina isoladamente ou de decidir isoladamente pela realização de um investimento novo não tem sentido no sistema elétrico do Brasil. Esta é também uma especificidade única do sistema brasileiro. (BENJAMIN, 2004)

2.2. Aspectos Hidrológicos

Os usos dos recursos hídricos têm se intensificado com o desenvolvimento econômico tanto no aumento da quantidade demandada para determinada utilização quanto na variedade de usos. A sociedade moderna ampliou tanto a diversidade dos usos da água que tornou o quadro complexo com o aparecimento de demandas conflitantes.

O valor da opção da água é derivado do seu uso potencial para promover o bem estar da sociedade. Ele se contrapõe ao valor de uso, já que este se refere ao uso corrente, enquanto aquele, a um uso provável que poderá ocorrer no futuro. Esta classe de valores pode ser associada à estratégia de preservação de opções de uso, tendo em

vista a incerteza inerente ao futuro de longo prazo, que poderá tornar certos bens relacionados com a água com valor social expressivo.(TUCCI, 1993)

Em 1997 com a Lei 9.433 o princípio dos usos múltiplos foi instituído como uma das bases da Política Nacional de Recursos Hídricos e os diferentes setores usuários passaram a ter igualdade de direito de acesso à água. A exceção, estabelecida na própria lei, é que em situações de escassez, a prioridade de uso da água no Brasil é para o abastecimento público e a dessedentação de animais. Os outros usos, como a geração de energia elétrica, irrigação, navegação, abastecimento industrial e lazer não têm ordem de prioridade definida. A Agência Nacional de Águas – ANA, através de sua Secretaria de Usos Múltiplos – SUM, vem atuando no sentido de mediar conflitos de interesses entre os diversos usuários dos recursos hídricos no país.

"A gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas." A afirmação está na Lei 9.433, de 08 de janeiro de 1997, artigo 1º, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, entre outros aspectos. Tendo esse enunciado como um dos seus fundamentos, a gestão dos recursos hídricos tem se utilizado da implantação de reservatórios como uma importante ferramenta para o atendimento dos usos múltiplos das águas. No entanto, devido ao alto crescimento da demanda de energia elétrica e da água destinada ao abastecimento público, industrial e agrícola, o uso múltiplo das águas provocou o surgimento de conflitos que envolvem aspectos ambientais e operacionais, independentemente da finalidade principal do reservatório.

A multiplicidade de usos da água gerou a necessidade de uma compensação financeira pela exploração dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. A Compensação Financeira é, portanto, um ressarcimento pela ocupação de áreas por usinas hidrelétricas e um pagamento pelo uso da água na geração de energia. Atualmente esse valor corresponde a 6,75% do valor da energia gerada. É pago pelas concessionárias de geração de energia sendo 6% distribuído entre estados, municípios e Distrito Federal que são atingidos pelas águas represadas ou que abrigam instalações de usinas com potência superior a 30MW e também a órgãos da administração pública da União; e 0,75% destinado ao Ministério do Meio Ambiente para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. (ANEEL, 2005)

2.2.1. O Risco Hidrológico

Uma outra particularidade importante do sistema baseado na hidreletricidade refere-se à questão da mitigação do risco hidrológico, que é feita basicamente através do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. A contratação bilateral através de PPA (*Power Purchase Agreement*) não é suficiente para criar um mecanismo de proteção contra flutuações nos preços negociados no mercado atacadista (*hedge*). Isso acontece porque em períodos de seca, o preço *spot* sobe, devido à escassez da energia barata (de origem hídrica), e é exatamente quando as hidrelétricas têm a sua capacidade de produção reduzida, gerando assim um dilema contratual conforme observado por BARROSO et al (2003). Se estas geradoras estão pouco contratadas, ficam expostas em períodos de preços baixos. Por outro lado, se fortemente contratadas, ficam sujeitas a preços extremamente elevados nos períodos de hidrologia desfavorável.

2.2.2. O Mecanismo de Realocação de Energia

Devido a dificuldade de gerenciamento dos riscos de natureza hidrológica, da forte dependência da geração hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional e da existência de usinas em cascata pertencentes a diversos proprietários, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, com a finalidade de proteger os geradores hidráulicos da variabilidade dos preços. O MRE consiste na redistribuição de energia entre as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, bem como a energia gerada pela usina de Itaipú, proporcionando um compartilhamento dos riscos hidrológicos decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina.

Desta forma, o objetivo do MRE é permitir o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à operação do SIN pelo ONS. O MRE prevê a remuneração dos geradores pela realocação dos volumes de água. Através do MRE todas as usinas participantes devem receber os seus níveis de energia assegurada⁵

⁵ A energia assegurada de uma usina corresponde à fração a ela alocada da Energia Assegurada do Sistema. A Energia Assegurada do Sistema corresponde à máxima carga que pode ser suprida a um risco pré-fixado (5%) de não atendimento da carga, obtida por meio de simulações da operação, feitas a partir de séries sintéticas de energia afluyente.

independente da produção de energia, desde que a geração de energia total do MRE não esteja abaixo da energia assegurada total do sistema.

A Energia Assegurada relativa a cada usina participante do MRE é atribuída pela ANEEL nos contratos de concessão e constitui também a quantidade de energia que o gerador pode comercializar em contratos de longo prazo. O nível de energia assegurada designado a cada gerador representa um direito ao processo de realocação do MRE.

Como o despacho centralizado é coordenado pelo ONS, as usinas são despachadas visando o objetivo de minimização dos custos operativos e o menor custo marginal, em vista das afluências hidrológicas e armazenamento de água dos reservatórios, dos preços ofertados pelas usinas térmicas e das restrições do sistema de transmissão. Assim, os geradores não têm controle sobre o seu nível de geração, bem como sobre o seu risco.

O MRE é executado a cada período de comercialização, pela atribuição de um montante de energia assegurada para cada gerador. Quando a produção total destinada ao MRE é maior ou igual ao total das energias asseguradas, cada usina terá alocação igual à sua Energia Assegurada mais uma parte do excedente proporcional, chamado de Energia Secundária. Quando a produção total destinada ao MRE for menor do que a Energia Assegurada do Sistema, os níveis de energia assegurada são reduzidos na proporção percentual do total da produção destinada ao MRE em relação ao nível total da Energia Assegurada. Este valor resultante recebe o nome de Energia Assegurada Ajustada. Quando isso acontece, não existe Energia Secundária. Em situações como essa o gerador pode ter que comprar energia no Mercado Atacadista de Energia, a preços *spot* para atender a seus contratos. Neste caso o MRE não é suficiente para cobrir os riscos comerciais do gerador.

A alocação é feita prioritariamente entre geradores de cada submercado. O excedente é então alocado a partir de submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis de energia assegurada. A alocação de energia assegurada e energia secundária em outro submercado pode acarretar exposição aos agentes devido ao diferencial de preços entre os submercados.

2.3. A Importância da Complementação Térmica

A dominância absoluta da geração hidrelétrica representa uma inegável vantagem comparativa para a sociedade brasileira. Trata-se de uma energia abundante, uma vez que grande parte do potencial hidrelétrico ainda permanece inexplorado⁶, limpa, renovável e barata. No entanto, devido a enorme extensão territorial do país, as usinas hidrelétricas estão distantes dos principais centros consumidores acarretando elevados custos e perdas de transmissão. Além disso, os usos múltiplos da água vêm gerando novas restrições para a geração hidrelétrica. Do ponto de vista do planejamento energético as usinas termelétricas consituem alternativas competitivas devido ao seu reduzido tempo de construção e baixo custo de capital, conforme enfatizado em RAMOS (2003). O tempo de construção de uma usina hidrelétrica varia de 5-7 anos, sendo significativamente superior ao tempo de construção de uma Usina Termelétrica que pode ser viabilizada em apenas 2 anos.

O atendimento aos sistemas isolados é outro importante nicho para as usinas termelétricas. Assim uma das formas para reduzir o risco do sistema reside na diversificação das fontes de energia.

Na visão de SANTOS e RODRIGUES (1998), as termelétricas são mais atrativas para os investidores privados, importantes atores no setor elétrico, dada a restrita capacidade de financiamento do setor público para investimentos na expansão do parque gerador.

Somado as esses fatores há ainda a diretriz do planejamento energético nacional, cuja estratégia prevê a diversificação da matriz energética, aumentando a participação do gás natural e das fontes renováveis.

Por tratar-se de uma questão estratégica e representar uma flexibilidade operativa no sistema elétrico brasileiro, a participação das usinas termelétricas agrega valor para o sistema como um todo. No entanto, a viabilidade econômica dessas térmicas depende da garantia de uma receita mínima, que independa do despacho centralizado (que

⁶ No Brasil, em média, 3 Km² de terras são inundadas por MW de capacidade de geração contínua. A exploração de todo o potencial hidráulico brasileiro significará a inundação de mais de 3% do território nacional. (LA ROVERE et all (1985)). Apenas 25% do potencial é explorado atualmente (BARROSO et all, 2003)

otimiza o sistema priorizando a produção das usinas mais econômicas). Caso contrário, a expansão térmica estaria comprometida, aumentando os riscos do sistema.

Flexibilidade tem valor. Este conceito faz parte da intuição dos profissionais envolvidos na gestão das empresas há muito tempo. Flexibilidades estratégicas e operacionais, vistas como a opção de se alterar o direcionamento das ações no futuro mediante o conhecimento de novas informações são elementos essenciais na avaliação e no planejamento das decisões. Tornam-se particularmente valiosas em ambientes de incertezas, ou quando se tratam de investimentos de grande magnitude e irreversíveis.

A expansão das térmicas no sistema elétrico brasileiro pode ser vista como a obtenção de flexibilidade operativa, que irá garantir a segurança da operação do sistema. Funcionam como um seguro nos períodos de escassez hidrológica. Desta forma, assumem valor estratégico, que deve ser calculado através de uma metodologia específica, do qual depende a sua viabilidade econômica.

É nesse contexto que os estudos para o pagamento de encargos por capacidade instalada para geradores termelétricos se inserem. De acordo com OREN (2000) o pagamento de encargos de capacidade baseados na disponibilidade dos agentes são consistentes com uma política de estímulo aos investimentos, representando uma garantia de fluxo de caixa para os investidores, tal como acontece com as reservas planejadas de combustíveis. Esse mecanismo pode ser observado em países como por exemplo na Argentina e na Espanha.

2.4. A Operação do SIN

Cabe ao ONS o planejamento e programação da operação no SIN. Ao contrário dos sistemas baseados na geração termelétrica cuja operação é desacoplada no tempo a operação de sistemas hidrelétricos é mais complexa, pois decisões hoje irão afetar os custos operacionais no futuro. O deplecionamento dos reservatórios em um determinado momento é uma decisão tomada com base nas expectativas das afluições futuras, o que insere incerteza no processo decisório. Caso a opção seja não utilizar a água armazenada e o período seguinte seja de hidrologia favorável, será necessário verter água, ou por outro lado, se for feita a opção de utilizar a água dos reservatórios e o período subsequente for seco, ocorrerá um déficit no sistema. Ambas

as situações, representadas na figura 3, são indesejáveis e devem ser evitadas na operação do sistema.

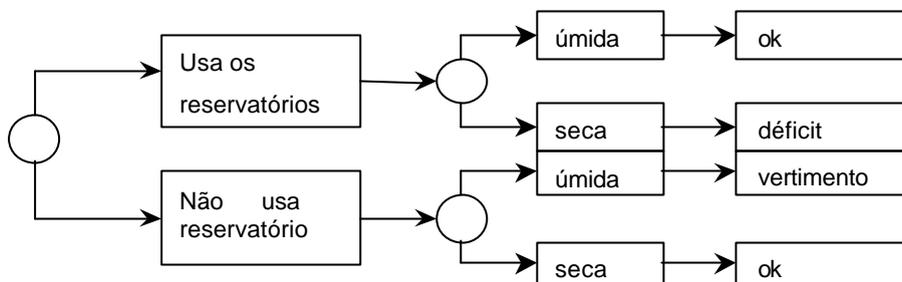


Figura 3 - Processo decisório em sistemas hidrotérmicos

Fonte: Elaboração própria

Desta forma existe uma troca entre os custos imediatos e os custos futuros, em que a função de custos imediatos está relacionada aos custos da geração térmica⁷ no estágio t . Com o declínio do armazenamento, aumenta a geração térmica o que aumenta os custos imediatos, conforme mostra a figura 4. A função de custo futuro é associada à expectativa da geração térmica no estágio $t+1$ e é obtida através da programação dinâmica dual estocástica, com a projeção de vários cenários hidrológicos. Com o aumento do nível de armazenamento dos reservatórios a função de custo futuro diminui, sugerindo uma redução da geração térmica e um aumento da geração hidrelétrica.

⁷ Basicamente custos com combustíveis. Na geração hidrelétrica, os custos operacionais são considerados desprezíveis.

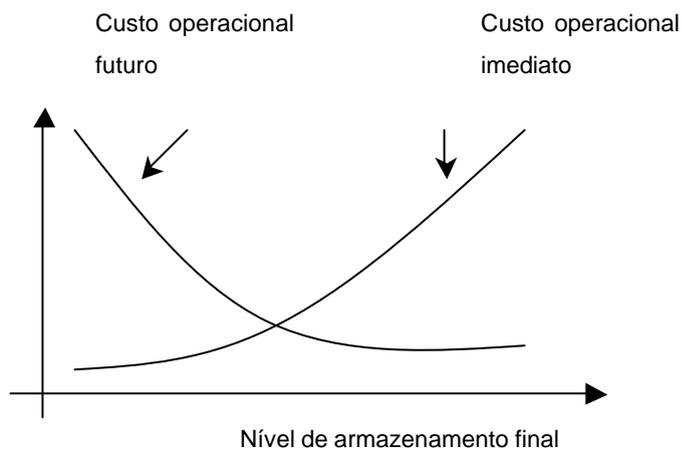


Figura 4 - Custo imediato e custo futuro X nível de armazenamento
Fonte: Elaboração própria

O uso ótimo da água é obtido no ponto de mínimo da soma dos custos imediato e futuro. O problema do despacho em um sistema hidrotérmico é formulado da seguinte forma:

Deseja-se minimizar a soma dos custos imediatos e futuros:

$$z_t = \text{Min} \sum_{j=1}^J c(j)g_t(j) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (3.1)$$

Em que $\sum c(j)g_t(j)$ representam os custos imediatos da operação térmica e o segundo termo representa os custos futuros, v_{t+1} sendo o vetor dos níveis de armazenamento ao final do estágio t .

Sujeita às seguintes restrições:

a) Equação do balanço hídrico, na qual o nível de armazenamento ao final de um estágio t é o armazenamento inicial menos os volumes turbinados e vertidos mais a vazão afluyente, desprezando-se perdas por evaporação e outras.

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)] \quad \text{for } i = 1, \dots, I \quad (3.2)$$

i – indexador para as plantas hidrelétricas

$v_{t+1}(i)$ – volume armazenado na planta i ao final do estágio t .

$v_t(i)$ – volume armazenado na planta i no início do estágio t .

$a_t(i)$ – vazão afluyente lateral na planta i no estágio t

$u_t(i)$ – vazão turbinada no estágio t

$s_t(i)$ – volume vertido na planta i no estágio t

$m \in U(i)$ plantas acima da planta i .

b) Limites de armazenamento e turbinamento respectivamente:

$$\begin{aligned} v_t(i) &\leq \bar{v}(i) && \text{for } i = 1, \dots, I \\ u_t(i) &\leq \bar{u}(i) && \text{for } i = 1, \dots, I \end{aligned} \quad (3.3)$$

c) Limites da geração térmica:

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{for } j = 1, \dots, J \quad (3.4)$$

d) Atendimento da demanda:

$$\sum_{i=1}^I \rho(i) u_t(i) + \sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t \quad (3.5)$$

Em que $\rho(i)$ é o coeficiente de produtividade da planta i (MWh/hm³).

A solução do problema de otimização leva à determinação do preço *spot* e do valor da água. O preço *spot* dado pela variável dual associada à restrição do atendimento da demanda, π_{dt} , reflete o custo de oportunidade médio da água no futuro. O valor da água, é obtido pela variável dual associada à restrição do balanço hídrico e mede o benefício econômico ao sistema da defluência de 1 hm³ adicional.

2.5. Qualidade e Segurança do Sistema Elétrico

Segundo KAZAY (2001), no planejamento da expansão de sistemas de geração de energia elétrica, as principais informações a serem tratadas são as características físico operativas e econômicas das fontes de geração e as previsões de consumo do mercado. As decisões a serem tomadas envolvem a alocação temporal e espacial das capacidades de geração necessárias para atender ao crescimento da demanda ao longo do horizonte de planejamento. A função objetivo é assegurar o atendimento do mercado de energia elétrica, dentro de padrões pré estabelecidos de qualidade, geralmente a mínimo custo. (FORTUNATO, et al, 1990).

No contexto atual somam-se às exigências de mínimos custos, o atendimento a padrões ambientais, que passaram a fazer parte do planejamento.

A economia está associada aos custos de cada fonte geradora que serão divididos em custos de instalação (investimento) e de operação (representados pelos custos operacionais que somam O&M e combustíveis). A confiabilidade, por sua vez, assegura que não haverá problemas no fornecimento nos centros de carga mesmo quando submetidos a condições de estresse do sistema. Nos sistemas hidrotérmicos a confiabilidade tem sido avaliada através dos seguintes padrões: i) energia, associada à disponibilidade de água nos reservatórios do sistema e pela complementação térmica; ii) ponta, associado à existência de capacidade instalada para atender à demanda máxima instantânea do dia.

Definidos os padrões de qualidade do atendimento torna-se necessário estabelecer critérios que caracterizem um nível de qualidade desejável. No caso da energia, e de acordo com um critério determinístico, um plano de expansão é considerado adequado se a simulação da operação para a sequência de afluições mais secas ocorridas no passado for capaz de atender toda a demanda projetada, considerando um risco de déficit de 5%. Raciocínio análogo se aplica aos critérios de planejamento pela ponta.

De acordo com FORTUNATO et al (1990), o conceito de qualidade do produto de energia elétrica está usualmente associado à continuidade do suprimento e ao atendimento de padrões de regulação de frequência e tensão.

Em um sistema hidrotérmico, a operação usinas termelétricas é fundamental para garantir o suprimento de energia elétrica em períodos de hidrologia desfavorável, ou

mesmo em locais onde a transmissão é dificultada, aumentando a confiabilidade no sistema e mitigando o risco de déficit. O senso comum em sistemas de geração elétrica é que o risco de não atendimento à demanda deve ser inferior a um dia em dez anos. Sistemas de geração de energia elétrica constituem os sistemas de infraestrutura mais complexos e mais críticos no que diz respeito às questões de gerenciamento de riscos. De acordo com o NERC – *North American Electric Reliability Council*, a confiabilidade desses sistemas envolve dois conceitos básicos:

- Segurança: definida como a capacidade do sistema de reagir a defeitos súbitos. Esse aspecto está relacionado com a operação de curto prazo.
- Adequação: que é a habilidade do sistema de suprir às necessidades dos consumidores a qualquer instante. Esse aspecto está relacionado às ações de planejamento e de investimento em capacidade instalada.

Os dois conceitos descritos acima estão intimamente relacionados uma vez que é possível garantir a segurança do sistema através do excesso de capacidade instalada. Do ponto de vista econômico no entanto, segurança e adequação diferem no sentido que a segurança é um bem público enquanto a adequação é (pode ser) tratada como um bem privado.

Uma das formas que ORE (2001) apresenta para garantir a adequação é o pagamento de encargos por capacidade. Os geradores recebem pagamentos por capacidade instalada baseado na sua disponibilidade com o intuito de induzir investimentos, uma vez que esses pagamentos propiciam um fluxo de caixa mínimo para os geradores que se mantêm disponíveis para o atendimento à demanda do sistema. Manter uma certa capacidade de reserva de geração no sistema além do necessário para garantir a segurança do sistema funciona como um mecanismo de *hedge* contra preços exorbitantes. A abordagem de pagamento de encargos por capacidade instalada seria equivalente a imposição de uma cobertura uniforme sobre preços fixos regulados.

Nesse trabalho o que se propõe é um modelo de planejamento da expansão baseado na Teoria das Opções Reais. Baseia-se na relevância do valor da flexibilidade na operação do sistema, tanto na mitigação de riscos de suprimento como na garantia da expansão e conseqüente operação de mínimo custo.

3. A TEORIA DAS OPÇÕES REAIS

3.1. Estado da Arte

A Teoria das Opções Reais – TOR, enxerga oportunidades reais de investimentos como opções. Assim, apropria-se da complexa estrutura dos derivativos financeiros para avaliar diversas oportunidades e flexibilidades sempre presentes em ambientes de incerteza. De acordo com GITELMAN (2002) a metodologia das Opções Reais funciona como uma ponte entre as operações comerciais, o gerenciamento de risco e as atividades financeiras. Para YEO e QIU (2003), a literatura referente às Opções Reais mudou fundamentalmente a maneira como as pessoas pensam sobre oportunidades de investimentos.

MYERS (1977) foi o primeiro a utilizar o termo “Opções Reais” depois dos artigos seminiais de BLACK and SCHOLLES (1973) e MERTON (1973) sobre a precificação de opções financeiras. Seguindo a idéia de que muitos ativos reais poderiam ser vistos como opções, muitos autores passaram a modelar investimentos sob condições de incerteza usando a analogia às opções financeiras.

Ao longo da década de 80, os métodos de avaliação de opções financeiras começaram a ser aplicados para avaliar flexibilidades associadas à investimentos em ativos reais. A mentalidade das opções reais leva os gestores a irem além de uma única estimativa de probabilidade do futuro, mas reconhecer a amplitude das possíveis oportunidades, enquanto que a avaliação de investimentos tradicional limitava a consideração de oportunidades. Para YEO e QIU (2003), a existência de flexibilidade nas decisões implica que há a possibilidade de influenciar os limites dos riscos de perdas mantendo os potenciais de ganhos em um sistema. Flexibilidades operacionais são comuns em investimentos em tecnologia e podem ser mensurados diretamente pela TOR. Uma estratégia flexível permite à firma, a mais facilmente, trocar produtos ou serviços oferecidos para atender às necessidades de seu mercado. Investimentos em sistemas de manufatura flexíveis são exemplos clássicos. No setor elétrico, o investimento em plantas bi-combustíveis oferece flexibilidade de usar um ou outro combustível de acordo com as flutuações de preços dos mesmos.

A abrangência da aplicação pode ser verificada pela enorme quantidade de estudos e pesquisas realizadas em diferentes áreas do conhecimento. Particularmente, a área

da exploração de recursos naturais, com destaque para as aplicações na indústria do petróleo e do gás, tem sido campo fértil para estudos baseados na TOR.

Em 1979, TOURINHO, foi pioneiro em um trabalho, adotando a TOR em estudos de reservas de recursos naturais. Já em 1985, BRENNAN e SCHWARTZ avaliaram as opções de cessar operações e abandonar uma mina, utilizando preços dos mercados a vista e futuros de *commodities*. Em 1988, PADDOCK, SIEGEL e SMITH iniciaram uma pesquisa no Laboratório de Energia do MIT na qual avaliaram as opções presentes em reservas de óleo ainda não desenvolvidas e foram os primeiros a demonstrar empiricamente que a avaliação por opções reais levaria a resultados melhores que o método tradicional e amplamente utilizado do Fluxo de Caixa Descontado.

Em 1996, DIAS utilizou esta mesma abordagem na sua dissertação de mestrado, onde trata a opção de “*timing*” de um investimento em produção e exploração de petróleo. Neste trabalho, reúne uma ampla revisão das aplicações da TOR nas atividades de produção e exploração de petróleo. Recentemente em sua tese de doutorado, DIAS (2004), aborda a avaliação da informação na exploração de petróleo e combina Opções Reais com a Teoria dos Jogos e com os algoritmos genéticos, expandindo ainda mais o leque de aplicações dos conceitos da TOR.

TRIGEORGIS (1990) estudou um projeto de exploração mineral que era considerado por uma empresa de mineração multinacional. Ainda em 1990, BJERKSUND e EKERN avaliaram opções de adiamento e abandono em um campo de óleo norueguês e demonstraram que geralmente é possível ignorar tanto as opções de paradas temporárias como a opção de abandono quando há a opção de adiamento dos investimentos. TRIANTIS e HODDER (1990) avaliaram a flexibilidade de processo em um dado equipamento de capacidade fixa como uma opção complexa. Assumiram as margens de lucro dos diferentes produtos como estocásticas e dependentes da quantidade produzida. Em seu modelo permitem a parada temporária e a retomada de operações.

KEMMA (1993) consultora da Shell no período de 1985 a 1990, apresentou aos executivos da Shell as opções de “*timing*” para investir em um campo de petróleo, a opção de expansão de projeto que poderia ser feito em módulos e a opção de abandono de unidade de refino. MORCK, SCHWARTZ e STANGELAND (1989)

também avaliaram os recursos florestais considerando estoques e preços estocásticos.

A teoria das opções reais tem sido aplicada ainda na avaliação de concessões e patentes, de projetos de P&D, de sistemas operacionais flexíveis, de subsídios para projetos de energia, em fusões e aquisições, e até mesmo para avaliar o aquecimento global e políticas ambientais, conforme citado por TRIGEORGIS (1999).

FINE e FREUND (1986) desenvolveram um modelo estático que captura o valor da flexibilidade de produção quando a firma enfrenta incerteza na demanda de um dado produto. Neste modelo a decisão de investimento da firma deve ser anterior à resolução futura da incerteza da demanda. A existência de capacidade flexível permite que a empresa possa atender a diferentes demandas futuras às custas de um aumento nos custos de investimento. Eles trabalham com dois produtos e escolhem um portfolio de capacidade fixa e flexível antes de receber informações sobre a demanda futura. Considerando funções de produção lineares, resolvem um problema convexo quadrático de dois estágios que caracteriza a função de lucro ótimo bem como as políticas ótimas de investimentos.

KULATILAKA (1988) desenvolveu um modelo dinâmico capaz de capturar o valor da opção de flexibilidade advinda da habilidade de propor mudanças de acordo com a incerteza e implementou um modelo de programação dinâmica estocástica para avaliar opções em processos de fabricação flexíveis incorporando efeitos de custos de troca. Em 1992, HE e PINDYCK (1992), concentraram-se na avaliação de investimentos em capacidade de produção flexível. Nesse estudo, procuraram responder quando comprar equipamentos flexíveis ou não e avaliar a irreversibilidade nesses investimentos. ANDREOU (1990) avaliou a flexibilidade de processos em diferentes configurações de equipamentos dedicados e flexíveis quando a demanda pelos produtos é estocástica. BUBSY e PITTS (1997) usam opções reais concentrando-se no valor da flexibilidade gerencial existente em investimentos em ativos reais.

O desafio sobre quanto investir em flexibilidades operacionais é destacado por CHEN et al (1998). Para eles o problema da avaliação de flexibilidade operacional envolve os seguintes pontos: opções na escolha do conjunto mais rentável de insumos, opções de parada temporária em momentos em que a atividade se torna inviável

economicamente, opção de adição de novos produtos pelo desenvolvimento ou compra de *softwares* novos. Opções de troca de um produto por outro têm sido aplicadas para avaliação de flexibilidades operacionais. Neste trabalho os autores avançam na aplicação dos métodos de precificação de opções para o problema de orçamento de capital, tornando possível avaliar os efeitos de flexibilidades operacionais e inovações.

TANNOUS (1996) trabalhou com orçamento de capital e comparou sistemas flexíveis e não flexíveis com base em um caso real. No seu modelo, a demanda, variável estocástica, é incerta e dependente do preço.

Por diversas razões a indústria da energia tornou-se uma área particularmente notável para aplicações da TOR. Investimentos em ativos de geração e transmissão normalmente são elevados, duram por muitos anos, muitas vezes envolvem flexibilidades gerenciais e operacionais. De acordo com as reformas no setor elétrico, que seguem uma tendência mundial, a energia passou a ser comercializada em grandes mercados relativamente eficientes. Com isso, pode facilmente ser adotada como variável básica em uma análise de opções. Complementando todas essas tendências, a crescente importância das questões ambientais abre novos campos de estudo na área de energia (um dos principais setores responsáveis pela emissão de gases do efeito estufa), inserindo ainda mais opções para os investimentos no setor.

GARDNER e ZHUANG (2000) apresentam um modelo para avaliação de ativos de geração, contemplando características operacionais importantes como tempo mínimo para ligar/religar, taxas de calor que não se mantêm constantes, taxa de resposta e despacho mínimo. O modelo é utilizado em um estudo de caso a partir de preços do *Power Pool* da Inglaterra, mostrando que as restrições operativas representam grandes impactos nos valores da planta e na política operativa.

HERBELOT (1992) trata das escolhas estratégicas relacionadas a termelétricas a carvão para redução das emissões de SO_2 resultantes da queima do carvão, para atender às exigências do *Clean Air Act Amendments*. Neste trabalho estuda a flexibilidade existente na troca do tipo de carvão para redução das emissões de SO_2 ou na instalação de um *scrubber* para reduzir as emissões.

TEISBERG (1994) avalia um projeto de construção de uma planta de geração de energia elétrica através de um modelo de precificação de opções no valor do

investimento de capital. Considera aspectos particulares inerentes a um setor regulado e apresenta os valores de tecnologias que podem ser construídas rapidamente, da flexibilidade de abandonar ou retardar a construção, de incentivos ao atraso da obra diante de incerteza regulatória bem como os custos das políticas de recuperação dos investimentos. No modelo adotado por TEISBERG (1994), a incerteza é caracterizada através de uma combinação da incerteza na demanda futura e nas decisões regulatórias. A análise, considerando efeitos da regulação inclui restrições aos lucros e a possibilidade de recuperação de custos em casos de abandono e demonstra que o valor da decisão flexível é maior quando há mais incerteza.

GRIFFES et al (1999) discorrem sobre os tipos de opções reais que podem existir na avaliação de termelétricas, como por exemplo, as opções de crescimento, de abandono, de espera, de conversão, de repotencialização e a opção de flexibilidade operacional.

DENG et al (2001) apresentam uma metodologia para avaliação de derivativos de eletricidade construindo portfólios com contratos futuros e ativos livre de risco. A partir dessa formulação evoluem para avaliação de ativos de geração e transmissão como opções. Demonstram que a avaliação pela TOR resulta em valores superiores para esses ativos do que a metodologia tradicional do Fluxo de Caixa Descontado por contemplar as opções/flexibilidades existentes nesses investimentos.

LOUBERGÉ, H, VILLENEUVE, S e CHESNEY, M. (2002) utilizam a TOR para investigação do tempo ótimo para disposição geológica de resíduos nucleares.

BENGTSSON (2001) faz uma revisão da TOR para avaliação da flexibilidade operacional em diversos níveis de acordo com as definições de SETHI e SETHI (1990). Em 2004, baseando parcialmente em experiências de duas companhias suíças de médio porte estuda diferentes tipos de flexibilidade e propõe um modelo apropriado para avaliação destas. A maior fonte de incerteza em ambas companhias é a demanda, mas BENGTSSON contempla também incerteza no mix de produtos e no volume.

BHANOT (2002) avalia o impacto da incerteza no consumo de energia no valor das opções de compra de energia, concluindo que a incerteza pode reduzir substancialmente o preço do contrato de opção sob diferentes condições.

Em 2002, RONN reuniu diversos artigos de opções reais aplicados ao setor energético em um livro voltado para decisões de orçamento de capital, incluindo o uso de “*spark spread options*” para avaliação de ativos de geração de energia.

De acordo com YEO e QIU (2003), empresas que operam em ambientes em constantes mudanças e mercados turbulentos devem ser flexíveis para garantir o sucesso de seus investimentos. A flexibilidade gerencial permite à empresa adaptar-se às mudanças tecnológicas e de mercado e introduz uma *skewness* na distribuição dos retornos melhorando o potencial de ganhos. Nesse artigo, fazem uma revisão crítica nos fundamentos e pressupostos da abordagem passiva tradicional e na metodologia ativa de opções reais.

No Brasil, MOREIRA, ROCHA e DAVID (2003) avaliaram os efeitos da Reforma do setor Elétrico nos investimentos em geração pela TOR. Concentram-se primordialmente na análise de investimento em geração termelétrica.

CASTRO (2000) avalia uma termelétrica flexível considerando a sua operação em cada estágio de tempo como uma opção. O valor da opção da termelétrica declarar-se flexível é calculado através de Simulação de Monte Carlo - SMC e da Programação Dinâmica.

GOMES (2002) utiliza um modelo de opções reais para escolha do melhor momento de construção de um empreendimento considerando a incerteza exógena na expansão da oferta de termelétricas.

As opções reais servem para quantificar flexibilidades gerenciais e operacionais em um projeto de investimento onde as oportunidades inerentes de expansão, contração e abandono são vistas como opções que podem ser precificadas pela abordagem de BLACK-SCHOLES. SPINLER e HUCHZERMEIER (2005) conseguiram uma solução analítica para avaliação de opções na capacidade de produção de bens não armazenáveis ou serviços de dados, tais como eletricidade ou serviços de transporte. Fazem uma abordagem pela Teoria dos Jogos, modelando as interações de mercado entre o comprador e o vendedor que levam a uma formulação além da de BLACK-SCHOLES.

3.2. A Analogia com as Opções Financeiras

A teoria das opções reais trata ativos reais pela mesma lógica usada na avaliação dos ativos financeiros. Uma opção financeira dá ao seu titular o direito (não a obrigação) de comprar ou vender um determinado ativo em uma data pré-estabelecida por um preço determinado no contrato (preço de exercício). Em uma opção europeia o titular só pode exercer o seu direito na data estabelecida no contrato. Já em uma opção americana o titular poderá exercer o seu direito de compra/venda em qualquer momento até a data de vencimento.

Quando a opção atinge a data de exercício e o portador decide por não exercer, é comum dizer no jargão do mercado que a opção “*virou pó*”. A partir dessa data de maturidade, a opção expira, e as obrigações do lançador da opção são encerradas. O portador, deixa de ter o direito de comprar ou vender o ativo pelo preço contratado.

Para adquirir uma opção, o portador deverá pagar um prêmio ao lançador da opção. A definição do valor do prêmio está diretamente relacionada com as condições do contrato de opção. Isto é, o valor do prêmio depende: do valor presente do ativo, do prazo até a data de exercício, da volatilidade do preço do ativo, do preço de exercício, dos dividendos pagos pela ação e finalmente da taxa livre de risco.

De acordo com HULL (1999), o valor do prêmio se relaciona com essas seis variáveis da seguinte forma:

Preço do ativo \Rightarrow quanto maior o preço do ativo-base, maior será o preço de uma opção de compra, e menor será o valor da opção de venda. Isso vale tanto para opções americanas como para opções europeias.

Preço de exercício \Rightarrow quanto maior o preço de exercício, maior será o preço das opções de venda, e menor o preço das opções de compra, americanas e europeias.

Tempo até a data de exercício \Rightarrow para as opções europeias, que só podem ser exercidas na maturidade, um tempo maior não garante maiores oportunidades, e, portanto as opções europeias não se tornam mais valiosas por terem mais tempo até a data de exercício. No caso das opções americanas, quanto maior for o prazo até a maturidade, mais chances de exercício existirão e por isso mais valiosas serão as

opções de compra e de venda americanas. Isso justifica também porque as opções americanas devem ser mais caras do que opções européias em condições iguais.

Volatilidade \Rightarrow para qualquer tipo de opção, quanto maior a volatilidade, maior será a oportunidade de ganhos.

Taxa livre de risco \Rightarrow um aumento nas taxas da economia tende a aumentar a taxa esperada de crescimento das empresas. Com isso, o valor das opções de venda diminui à medida que a taxa livre de risco aumenta. Para as opções de compra o efeito é o oposto: o aumento da taxa livre de risco implica em um aumento do valor da opção de compra.

Dividendos \Rightarrow Quanto maiores forem os dividendos pagos pelo ativo-base, maior será o preço da opção de venda, e menor o preço da opção de compra.

Quando passamos essa teoria para o caso dos ativos reais, essas relações são mantidas.

A existência de incerteza, isto é, a possibilidade de mudança no cenário até a data de vencimento é que torna a opção atrativa aos investidores. Sob a ótica das opções a incerteza não é prejudicial ou negativa na avaliação do prêmio, ao contrário, quanto maior a incerteza (medida pela volatilidade), maior a perspectiva de ganhos. Um contrato de opção oferece oportunidade de perdas limitadas ao valor do prêmio, e ganhos ilimitados. Assim, quanto maior a volatilidade, maior pode ser o retorno auferido. Se na data de vencimento, o titular optar por não exercer tudo o que terá perdido será o prêmio pago pela opção.

De acordo com MUN (2006), a análise pela TOR é crucial nos seguintes casos:

- Na identificação de trajetórias diferentes para decisões de investimentos ou em projetos em que há grandes condições de incerteza;
- Na avaliação estratégica de trajetórias de decisões e o que elas representam em termos de viabilidade econômica e financeira;
- Na priorização de trajetórias ou projetos baseados em uma série de métricas qualitativas e quantitativas;

- Na otimização do valor estratégico de decisões pela avaliação de diferentes trajetórias de decisão ou na utilização de diferentes seqüências de trajetos que podem levar à estratégia ótima;
- Na decisão de “*timing*” de investimentos e na definição de valores de gatilho;
- Na gestão ou desenvolvimento de novas opções e decisões estratégicas para oportunidades futuras

Ao aplicarmos a TOR o primeiro passo é identificar as opções existentes no projeto. O segundo passo é a escolha do modelo de avaliação da opção.

Existem três formas para o cálculo das opções:

- 1) resolução de equações diferenciais parciais;
- 2) simulações;
- 3) programação dinâmica.

Para a resolução de equações diferenciais, de acordo com as características do problema pode existir ou não uma solução analítica. Um caso particular, por exemplo, é o que leva à solução pela fórmula de BLACK & SCHOLES. No entanto, para muitas equações diferenciais parciais não é possível encontrar uma solução analítica. Nestes casos se torna necessário o uso de métodos numéricos, que irão resolver a equação através de iterações sucessivas.

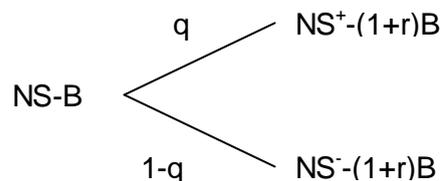
No caso das simulações o melhor exemplo seria o da SMC. A SMC, engloba diversas aplicações reais, incluindo regras de decisão complicadas e relações complexas entre o valor da opção e o valor do ativo-base. Nas simulações, as variáveis do problema são excitadas de forma a gerar milhares de possibilidades que irão caracterizar a evolução do ativo-base da data presente até o vencimento da opção.

A programação dinâmica pode ser exemplificada pelo modelo binomial, que utiliza uma abordagem de malhas, proposto por COX, ROSS e RUBINSTEIN (1979). Este método utiliza um diagrama onde estão representados os possíveis valores em cada ponto do tempo durante toda a vida da opção.

A genialidade da idéia da avaliação das opções está na construção de um portfolio que consiste na compra (posição longa) de N partes do ativo-base e no empréstimo de um montante $\$B$ à taxa livre de risco que replicaria os retornos futuros da opção em qualquer situação. Assim, como a opção e este portfolio replicante fornecem o mesmo retorno futuro, para evitar ganhos por arbitragem, conclui-se que deverão ser vendidos pelo mesmo preço.

TRIGEORGIS (1999) apresenta o seguinte exemplo para ilustrar essa idéia. Suponha que o preço atual de uma ação seja $\$100$, e no próximo período este preço poderá atingir $S^+=180$ com uma probabilidade q , ou $S^-=60$ com uma probabilidade $(1-q)$. O valor da opção no próximo período, portanto dependerá do valor da ação. Assumindo o preço da ação em $t+1$, E , seja $\$112$ e que a taxa livre de risco seja igual a 8% , o valor da opção será dado por $C^+ = \text{Max}(S^+ - E, 0) = 68$ com uma probabilidade p e $C^- = \text{Max}(S^- - E, 0) = 0$ com uma probabilidade $1-q$.

O portfolio será composto por N ações ao preço atual, S , financiado por um empréstimo de $\$B$ à taxa livre de risco para que se obtenha um retorno igual a $NS - B$. Desta maneira, o valor da opção, C , será equivalente ao valor do portfolio. Depois de um período seria necessário pagar o valor do empréstimo com a taxa de juros, ou seja, $(1+r)B$. O valor do portfolio então seria:



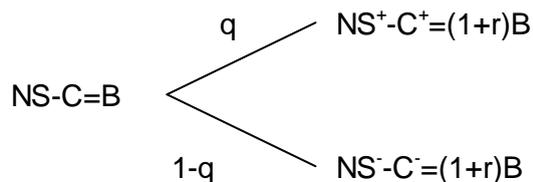
Se o portfolio deve oferecer o mesmo retorno da opção em cada situação ao final do período, então:

$$NS^+ - (1+r)B = C^+ \quad \text{e} \quad NS^- - (1+r)B = C^-$$

Resolvendo o sistema de equações tem-se o valor das duas incógnitas N e B . O resultado para este exemplo será $N=0,56$ e $B=\$31$. O número de ações do ativo-base necessário para replicar uma opção no próximo período é conhecido como *delta hedge*. Substituindo os valores encontrados em $C=NS-B$ tem-se: $C=\$25$ e $q=0,4$, que

é a probabilidade neutra ao risco, isto é, a probabilidade que prevaleceria em um mundo no qual os investidores são indiferentes ao risco.

É possível então criar um portfolio com N partes do ativo-base e vender uma opção de compra que resultaria no próximo período em uma quantia de $(1+r)B=33$, independente do preço da ação se mover para cima ou para baixo.



A habilidade para construir um portfolio livre de risco como aquele representado no diagrama acima mostra que o risco pode ser efetivamente eliminado do problema, tornando as atitudes dos investidores com relação ao risco irrelevantes. Com isso pode-se calcular o valor da opção em um mundo sem risco, no qual todos os ativos seriam remunerados pela taxa livre de risco, e os fluxos de caixa poderiam então ser descontados por esta mesma taxa.

Os argumentos apresentados acima resultaram em um método de avaliação livre de preferências, simplificando muito a solução. HULL (1999) assinala que esta é a ferramenta mais importante na análise dos derivativos. A equação diferencial desenvolvida por BLACK, MERTON e SCHOLES não envolve nenhuma variável que é afetada pelas preferências de risco dos investidores. As variáveis que aparecem nesta fórmula são: o valor atual do ativo-base, o tempo de expiração da opção, a volatilidade e a taxa livre de risco. Tão pouco envolve expectativas de retorno. É importante observar que o argumento de neutralidade ao risco é meramente um artifício para obtenção da solução da equação diferencial de BLACK & SCHOLES. As soluções obtidas são válidas mesmo para um mundo no qual os investidores não são indiferentes ao risco. Quando se move do mundo sem risco para o mundo de aversão ao risco dois efeitos são observados: a taxa de crescimento esperada dos preços dos ativos irá variar, bem como a taxa de desconto utilizada para computar o retorno dos derivativos. Estes dois efeitos sempre se anulam e por isso a avaliação mediante o argumento de neutralidade ao risco é válida em qualquer situação.

4. A FLEXIBILIDADE OPERACIONAL NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

4.1. Avaliando a Flexibilidade do Sistema Elétrico Brasileiro

De acordo com KULATILAKA e MARKS (1988), flexibilidade pode ser adquirida pela habilidade de mudar um processo de um modo operacional para outro, como por exemplo uma usina termelétrica que pode optar pelo uso de carvão ou óleo para geração de eletricidade. Para BENGTTSSON (2001) a flexibilidade adiciona à gestão graus de liberdade para que seja possível levar vantagens de retornos melhores que os esperados e simultaneamente reduzir perdas. É um fato conhecido que uma das maiores vantagens da flexibilidade é a possibilidade de realizar mudanças em face da incerteza. Inúmeros estudos vêm sendo desenvolvidos na tentativa de mensurar a flexibilidade em termos do seu valor como opção. Uma opção é valiosa quando há incerteza no ambiente. KULATILAKA e MARKS (1988) calculam o valor estratégico da flexibilidade existente em mercados de contratação incompleta pela Teoria das Opções Reais.

De acordo com BENGTTSSON (2001), a flexibilidade no nível sistêmico refere-se à todo o sistema de produção e depende da flexibilidade das máquinas que compõem o sistema. O problema de flexibilidade de rotas que SETHI e SETHI (1990) definem como a habilidade de produzir por rotas tecnológicas alternadas é apontado em BENGTTSSON (2001) como uma lacuna que não foi ainda tratada na literatura das Opções Reais.

No Sistema Elétrico Brasileiro, existe flexibilidade operacional uma vez que o Operador Nacional do Sistema pode optar por gerar parte da energia necessária ao atendimento da demanda através de geradores termelétricos ou hidrelétricos. Nesse caso, o problema seria análogo a uma opção de troca de combustíveis. Em algum momento, devido a condições hidrológicas desfavoráveis, pode ser mais vantajoso optar pela geração termelétrica em prol da preservação do nível dos reservatórios para consumo futuro. Essa opção é valiosa e tal valor pode ser mensurado através da TOR.

Não há dúvida de que a presença de flexibilidade adiciona valor ao sistema por provê-lo com a habilidade de se modificar diante de incertezas. A importância dessa flexibilidade e seu cálculo tem sido objeto de estudo de diversos autores como por exemplo KULATILAKA (1998), TRIGEORGIS (1999), WANG e NEUFVILLE (2004), DIXIT e PINDYCK (1994) e BENGTTSSON (2004).

4.2. Metodologia para avaliação da flexibilidade

Nessa tese, a flexibilidade operacional no Sistema Elétrico Brasileiro será avaliada pela TOR. A abordagem escolhida baseia-se naquela de KULATILAKA (1998) e TRIGEORGIS (1999), de modo que as flexibilidades operacionais serão consideradas como uma série de opções compostas. O mesmo raciocínio é utilizado em MARRECO e CARPIO (2006), em uma aplicação feita da avaliação da flexibilidade no caso do subsistema sudeste.

A fim de simplificar o modelo, vamos admitir que a eletricidade no Sistema Elétrico Brasileiro pode ser gerada através de usinas termelétricas (Modo A) ou hidrelétricas (Modo B). A cada um desses modos operacionais estão associadas diferentes tecnologias, resultando em custos operacionais diferenciados.

Na geração termelétrica os custos com combustíveis são os mais relevantes, enquanto que na geração hidrelétrica os custos operacionais são tão baixos que poderiam ser desprezados, como é feito pelo ONS na otimização do despacho do SIN.

O modelo proposto avalia as opções de troca de tecnologia, imaginando que parte da energia necessária ao atendimento da carga poderá ser gerada via termeletricidade ou hidreletricidade. Assim o sistema poderia operar tanto no Modo A como no modo B. Um padrão fluxo de caixa dos custos operacionais é, então, associado a cada um desses modos.

4.2.1. Processos Estocásticos

Um processo estocástico $X=\{X(t), t \in T\}$ é uma coleção de variáveis aleatórias. Ou seja, para cada instante t em um horizonte T , $X(t)$ é uma variável aleatória. Normalmente t é interpretado como o tempo e $X(t)$ um dado estado que pode ocorrer no tempo t . Um processo estocástico pode ser visto como uma previsão $E[X(t)]$ mais um erro dessa previsão. Ou seja,

$$X(t) = E[X(t)] + \varepsilon(t)$$

No caso do Movimento Geométrico Browniano – MGB, $dp/p = \alpha dt + \sigma dz$ em que dp/p é o retorno da variável estocástica, αdt é a parcela do valor esperado e σdz é a parcela

do desvio (variância). No MGB a variância cresce com o tempo de previsão. Isto é, quanto maior o horizonte de projeção, maior a incerteza. Há nesse processo estocástico uma tendência exponencial de crescimento ou queda.

Processos de Markov independem da história passada, sendo dependente apenas do último período, de modo que toda informação relevante está contida no valor corrente da variável estocástica. O MGB é um tipo particular de processo markoviano, com incrementos independentes (variação num dt é independente da variação que ocorreu no outro dt) e com incrementos estacionários (distribuição de probabilidades dos incrementos dependem só do tamanho do intervalo de tempo) tendo distribuição normal.

Muitos problemas são modelados a partir do MGB, como por exemplo, séries de preços de ações, índices demanda por novos produtos etc. A principal razão para adequar um modelo ao MGB é simplificar o problema matemático. O uso do MGB em modelos de opções é mais simples pela própria necessidade de estimativa de parâmetros, porque nesse caso o problema normalmente gerará uma equação diferencial homogênea.

No entanto, nem todos os problemas reais podem ser bem caracterizados por um MGB. O Movimento de Reversão à Média – MRM é também um processo de Markov, mas que ao contrário do MGB, o sentido e a intensidade da tendência dependem do valor corrente. Um MRM muito utilizado é o chamado Ornstein-Uhlenbeck:

$$Dx = n(X - \bar{x})dt + \sigma dz$$

Em que n representa a velocidade de reversão à média e \bar{x} representa a média de longo prazo (valor de equilíbrio)

Outros modelos de reversão à média são o MRM geométrico (DIXIT & PINDYCK) e o de Battacharya:

$$\frac{Dp}{p} = n(\bar{p} - P)dt + \sigma dz$$

e

$$Dp = n(\bar{p} - p)dt + \mathbf{s}dz$$

Nos movimentos de reversão à média a variável apresenta uma tendência de reverter para um nível de equilíbrio (média de longo prazo).

Preços do mercado futuro (estrutura a termo), *commodities* e mercado de juros normalmente indicam presença de processos de reversão à média.

A escolha do processo estocástico adequada deve ser conduzida através de um mapeamento probabilístico ao longo do tempo da variável estocástica, por exemplo através de um teste econométrico da raiz unitária tipo Dickey-Fuller Aumentado⁸, que irá testar a estacionariedade da série. Os testes de raízes unitárias são aplicados para verificar se as séries são estacionárias, ou seja, a média, variância e covariância são independentes do tempo.

O teste Dickey-Fuller Aumentado (ADF) consiste da seguinte estimação:

$$\Delta x_t = \mathbf{a} + \mathbf{b} T + \mathbf{g}x_{t-1} + \sum_{i=1}^{n-1} \mathbf{l} \Delta x_{t-1} + \mathbf{e}_t$$

onde testa-se se o valor de γ é zero, contra a hipótese de ser diferente de zero. Ou seja, testa-se se a série é estacionária contra a hipótese ser não-estacionária.

Para tanto, foi utilizado o pacote estatístico SPSS. Se a série não é estacionária é possível adotar o MGB para modelagem do processo estocástico.

É possível incorporar ainda a sazonalidade nos processos estocásticos usuais alterando o termo da tendência para incluir esse efeito. Verifica-se comportamento sazonal em algumas variáveis como por exemplo nos preços de algumas *commodities*, tais como: gás natural, gasolina (nos EUA) e eletricidade.

O problema é estocástico por natureza uma vez que as afluições nos reservatórios, a demanda da água para outras finalidades e usos não elétricos ao longo dos cursos

⁸ Os Testes de Dickey-Fuller e Dickey-Fuller Aumentado avaliam a presença de um única raiz em um modelo autoregressivo.

dos rios, os custos de combustíveis e sua disponibilidade são incertos no médio prazo (um ou dois anos). Há ainda a incerteza em relação à demanda futura.

DENG et al (2001) avaliam ativos de geração e transmissão de eletricidade como opções (“*spark-spread options*” e “*locational options*”) considerando que os preços dos ativos-base (eletricidade e dos combustíveis) comportam-se a princípio como um Movimento Geométrico Browniano e a seguir modelam os preços através de um Processo de Reversão à Média. Concluem que quando o processo real aproxima-se mais de uma reversão à média, o Movimento Geométrico Browniano leva a uma sobreavaliação das opções, especialmente quando o prazo até a maturação é mais alongado.

LAURIKKA e KOLJONEN (2005) adotam o modelo de reversão à média que reflete o equilíbrio de longo prazo da produção e da demanda em uma simulação de Monte Carlo para explorar diferentes valores esperados de alternativas de investimentos no contexto da comercialização de certificados de emissões evitadas de gases do efeito estufa na Finlândia.

HLOUSKOVA et al (2005) implementaram um modelo de opções reais para o problema do comprometimento de uma turbina produzindo energia elétrica em mercado liberalizado, contemplando restrições operacionais da turbina. A incerteza no preço nesse estudo é capturada por um processo de reversão à média com saltos associados a um modelo de média móvel para tratar a sazonalidade. Demonstram a eficácia do modelo que é resolvido a partir da combinação de técnicas de programação dinâmica estocástica com simulação de Monte Carlo desenvolvido para avaliar a turbina, resultando em decisões que maximizam o lucro.

De acordo com ESCUDERO e PEREIRA (2000) o horizonte de simulação adequado depende da capacidade de armazenamento do sistema. No caso do Sistema Elétrico Brasileiro, para que se possa fazer uso do NEWAVE, o horizonte de simulação adotado será de 4 anos.

O custo de déficit foi definido por regulamentação como uma função progressiva do nível de déficit de energia baseada na estimativa da perda econômica devido ao não fornecimento de energia e objetivando garantir que o custo marginal de operação do sistema, seja igual ao custo marginal da expansão. (MOREIRA et al 2003)

HLOUSKOVA et al (2005) ressaltam a vantagem da abordagem pela Simulação de Monte Carlo para tratar problemas de grandes dimensões de uma maneira computacionalmente eficiente.

4.3. Modelo de Avaliação da Flexibilidade Operacional no Sistema Elétrico Brasileiro

O modelo desenvolvido é válido para um sistema que pode trocar de combustíveis, operando em um dos dois modos operacionais: A ou B. A cada modo operacional é associado um padrão de fluxo de caixa que é influenciado por incerteza na série de energia natural afluyente, que, juntamente com as decisões operativas, definem os níveis de armazenamento de energia do conjunto dos reservatórios.

Seja $c_t^s(m)$ o fluxo de caixa gerado no mês t caso ocorra o estado s , operando no modo m ($m = A, B$). O valor desses custos será gerado a partir de rodadas do NEWAVE, considerando os *inputs* apropriados à avaliação da flexibilidade. Com a adoção do NEWAVE, todos os parâmetros de geração térmica máxima e mínima, de interconexão e limites da geração hidrelétrica ficaram mantidos, conforme os valores reais do Sistema Elétrico Brasileiro.

O sistema vai gerar diferentes fluxos de caixa em cada mês dependendo do modo em que estará operando. Um fluxo de caixa será associado a cada um dos modos operacionais em cada instante do tempo t , discretizado mensalmente. Nessa parte do trabalho não foram consideradas incertezas na disponibilidade dos combustíveis ou mesmo incerteza nos custos. No entanto, esses fatores serão levados em consideração no modelo de planejamento da expansão. Também não foram considerados custos na troca de um modo operacional para o outro, de tal maneira que o ONS poderá decidir se despacha uma usina termelétrica ou hidrelétrica de acordo com o nível dos reservatórios.

De acordo com TRIGEORGIS (1999), o direito de trocar entre duas tecnologias torna o valor do sistema flexível maior do que o valor de um sistema rígido, onde não há opção de troca. A diferença é exatamente o valor da flexibilidade de trocar do modo B para o modo A sempre que esse oferecer um fluxo de caixa de custos menor do que o fluxo dos custos associados à operação no modo B.

Se o sistema estiver operando no modo B, no tempo t , e os custos de operação no modo A forem maiores que os correntes, a decisão será de manter a operação no modo B. Caso contrário, se o fluxo de caixa resultante dos custos operacionais do modo A for menor, então a opção será exercida e o sistema passará a gerar parte da energia no modo A.

Assume-se que a energia natural afluyente, φ , em um dado momento segue um processo binomial multiplicativo estacionário. O modelo binomial de precificação de opções foi usado pela primeira vez por COX et al (1979) e por RENDELMAN & BARTTER (1979). O tempo é modelado em intervalos discretos. A diferença entre esses intervalos representa o período, que deverá ter sempre o tamanho de um mês. A variável base tem um valor φ no presente e pode assumir dois possíveis valores em $t+1$, $\varphi+$ ou $\varphi-$. Esses valores podem ser escolhidos adequadamente para que, quando o número de períodos for grande, a distribuição de probabilidades da variável base ao longo do tempo possa convergir em um processo de Wiener generalizado. A variável base poderá ser acrescida de um fator multiplicativo, u com uma probabilidade q , para $u\varphi$ ou será reduzida com uma probabilidade complementar $(1-q)$ por um fator d , resultando em $d\varphi$.

Com argumentos de uma avaliação livre de risco u e d podem ser calculados. Esses parâmetros foram baseados nas séries temporais da energia natural afluyente. Uma vez estimadas as energias naturais afluyentes futuras pelo modelo binomial é possível calcular o nível de armazenamento teórico em cada nó da árvore binomial.

O próximo passo será verificar o atendimento à demanda projetada, baseada nas projeções oficiais da EPE, para que seja possível avaliar em cada nó se a energia armazenada nos reservatórios é suficiente para o atendimento da demanda naquele instante.

Em um primeiro momento, foi feita uma avaliação do sistema, desconsiderando a complementação térmica, isto é, como se existissem apenas as usinas hidrelétricas. Nesse caso foram consideradas apenas as usinas termelétricas nucleares de Angra I e Angra II que são despachadas na base. Em $t = T$, para cada nó, foram calculados os custos operacionais do sistema, desprezando-se o custo operacional das usinas hidrelétricas e considerando os custos reais das plantas nucleares. Foram

considerados os custos de déficit conforme os patamares estabelecidos pela ANEEL em novembro de 2006.

O diagrama apresentado figura 5 representa os passos no processo de avaliação de flexibilidade das termelétricas no SIN.

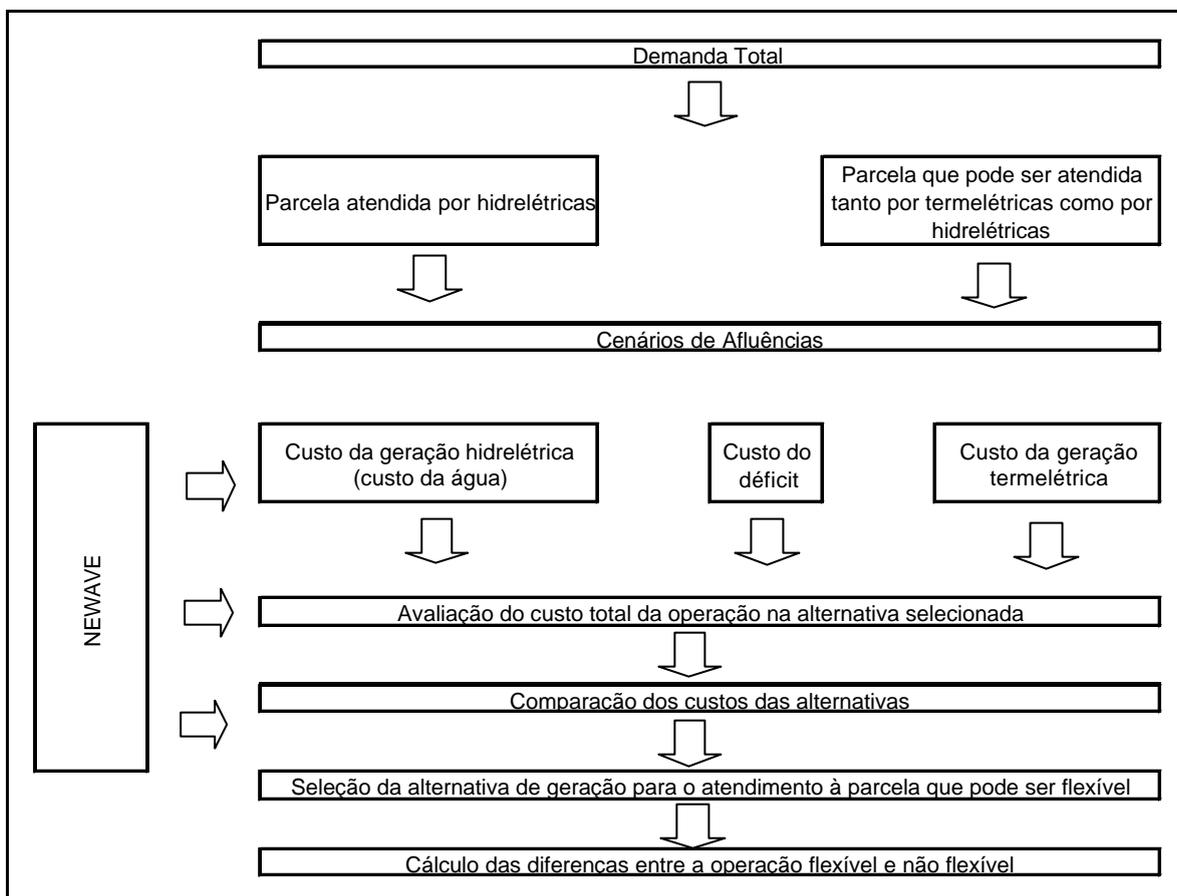


Figura 5 – Diagrama esquemático do modelo de avaliação da flexibilidade
Fonte: Elaboração própria

Tabela 1 - Custo de déficit (Novembro 2006)

Patamares % Redução da Carga - RC	Custo do déficit (R\$/MWh)
0% < RC ≤ 5%	855,31
5% < RC ≤ 10%	1.845,17
10% < RC ≤ 20%	3.855,85
RC > 20%	4.381,72

Fonte: ANEEL (2006)

O passo seguinte é rodar a avaliação do sistema agora, considerando as usinas termelétricas existentes, que podem ser despachadas conforme a necessidade do sistema e complementando a geração hidrelétrica. Nesse caso, foram consideradas as inflexibilidades operativas das termelétricas. Isso é, os custos relacionados à uma geração mínima termelétrica. As usinas termelétricas estão sujeitas a algumas restrições físicas que precisam ser consideradas no modelo. Por exemplo, estas usinas precisam estar operando constantemente em um nível mínimo a fim de evitar custos de manutenção elevados e para permitir seu aumento de geração a qualquer momento. Inicialmente a existência destas termelétricas tende a aumentar os custos operacionais do sistema total em relação a um sistema onde os custos operacionais são referentes apenas às usinas hidrelétricas. No entanto, funcionam como um seguro que deverá ser pago para garantir o suprimento.

Imaginando um horizonte de análise do sistema de T períodos e que ao final, no último período, o sistema esteja operando no modo m em $T-1$, a energia natural afluyente será $\phi(T-1)$ e os custos operacionais totais nesse momento serão $C_m(T-1)$. Com apenas um período faltando para o final do horizonte de estudo, o valor do sistema será conhecido e será dado pelo mínimo dos custos operacionais dos diferentes modos:

$$F(T-1, m) = \min[C^A(\mathbf{j}_{T-1}), C^B(\mathbf{j}_{T-1})]$$

Em $T-2$, o valor da flexibilidade do sistema será o valor do período posterior usando o modo que minimize a soma do custo operacional no período e do valor esperado dos custos operacionais (em $T-2$) do valor em $T-1$:

$$F(T-2, m) = \min\{ [C^A(\mathbf{j}_{T-2}), C^B(\mathbf{j}_{T-2})] + \phi E_{T-2} F[T-1, i] \}$$

ϕ representa o fator do valor presente de um período, calculado como $1/(1+r)$ e r é a taxa livre de risco. Com as probabilidades ajustadas ao risco é possível descontar esse fluxo pela taxa livre de risco.

Os custos das usinas termelétricas considerados foram os mesmos fornecidos pelo ONS para simulações no NEWAVE em dezembro de 2006. Então, em cada nó, quando a energia armazenada não é suficiente para o atendimento da demanda projetada, entram em operação as termelétricas, limitadas pela sua capacidade instalada.

Com base nos custos calculados para o Sistema com complementação térmica e sem complementação térmica, o valor do sistema flexível será dado pelo valor presente dos custos mínimos em cada instante. Esse cálculo é feito por subsistema, conforme custos marginais calculados pelo NEWAVE, e os resultados são obtidos em valor em R\$/MWh.

Em seguida, é calculada a geração térmica em MWh em cada mês para quantificar o ganho total da flexibilidade e possibilitar o cálculo do ganho de flexibilidade por kW de potência instalado.

4.4. Aplicação do Modelo de Avaliação da Flexibilidade Operacional

A aplicação prática do Modelo baseado na TOR para mensuração da flexibilidade operacional advinda da existência de usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional será ilustrada a seguir a partir de um estudo de caso, que avaliou a flexibilidade já existente, considerando o período de 2007 a 2010.

Todos os parâmetros utilizados foram considerados a partir de informações do ONS para simulações do NEWAVE em novembro de 2006. Adicionalmente para cálculo das opções, foi considerada uma taxa livre de risco de 4% ao ano⁹.

A comparação dos resultados entre os custos gerados no sistema com termelétricas e sem termelétricas (muito mais sujeito ao risco hidrológico) é ilustrada nas figuras 5 a 8 a seguir e sustentam as seguintes afirmativas:

- 1- As usinas termelétricas no sistema brasileiro, são capazes de efetivamente reduzir os custos marginais resultantes, pela sua capacidade de evitar déficits nos períodos secos.
- 2- Além disso, a existência das térmicas reduz a volatilidade dos preços, o que é extremamente desejável para o país. Esse fato favorece os investimentos reduzindo os riscos de preços de energia.

⁹ A taxa livre de risco é uma aproximação feita a partir da taxa paga por bônus do tesouro norte americano ajustada à inflação brasileira e ao Risco Brasil medido em pontos.

- 3- Mesmo o subsistema norte, que não possui suas próprias termelétricas é beneficiado pelas demais térmicas instaladas nos outros subsistemas, graças às interligações entre os mesmos.
- 4- A alocação desses ganhos por MWh em termos de capacidade, de acordo com a capacidade instalada em cada mês do período analisado mostra um valor da flexibilidade por kW instalado de R\$119 no subsistema sudeste, R\$83 no subsistema sul e R\$89 no subsistema nordeste.

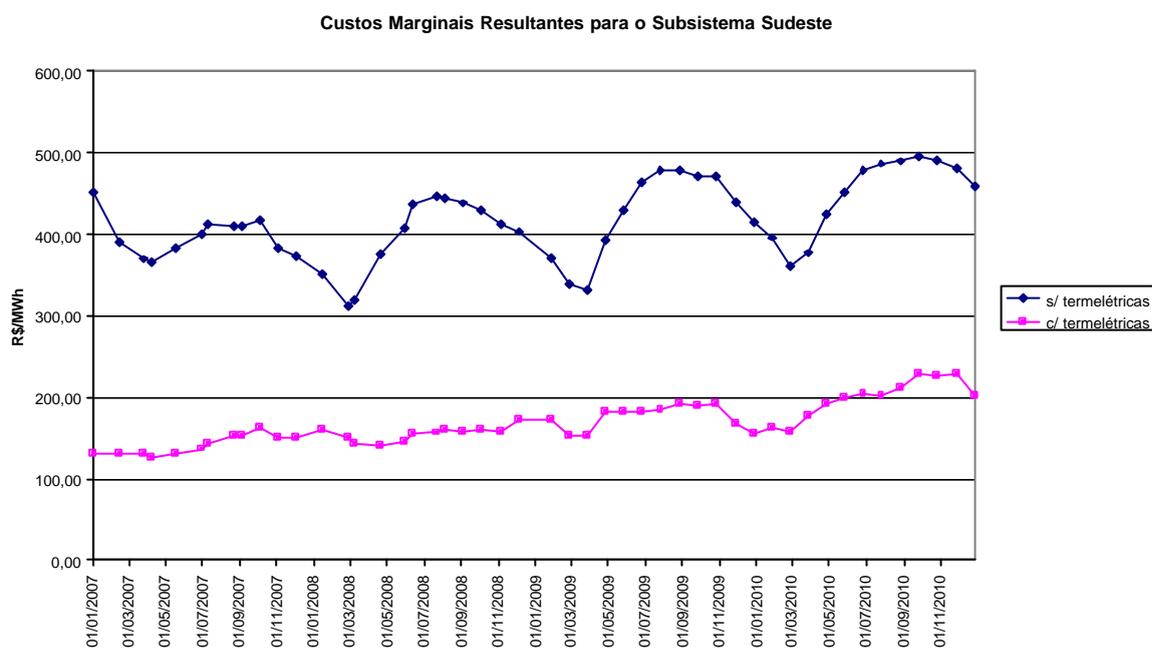


Figura 6 – Resultados da avaliação da flexibilidade no subsistema sudeste
Fonte: Elaboração própria

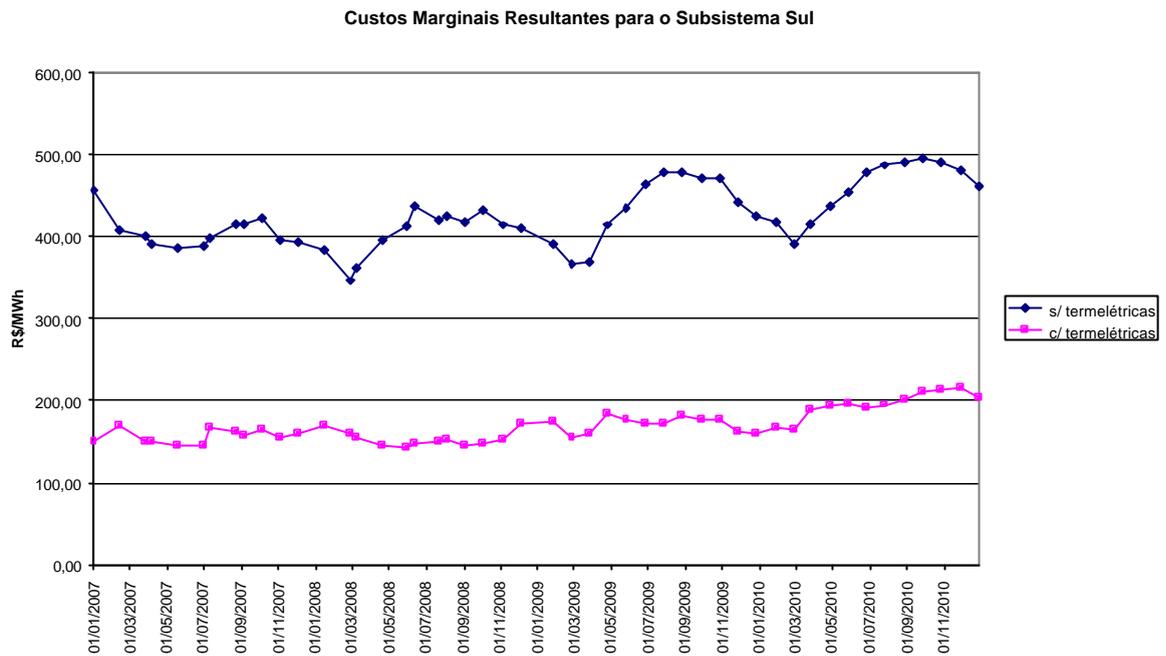


Figura 7 – Resultados da avaliação da flexibilidade no subsistema sul
Fonte: Elaboração própria

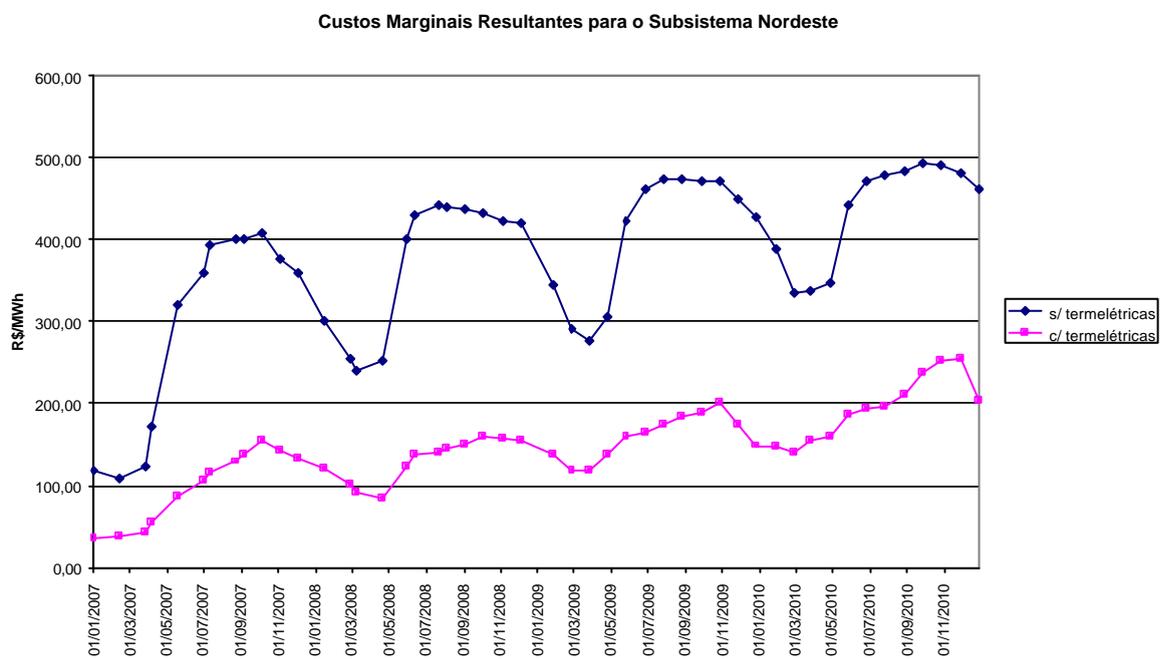


Figura 8 – Resultados da avaliação da flexibilidade no subsistema Nordeste
Fonte: Elaboração própria

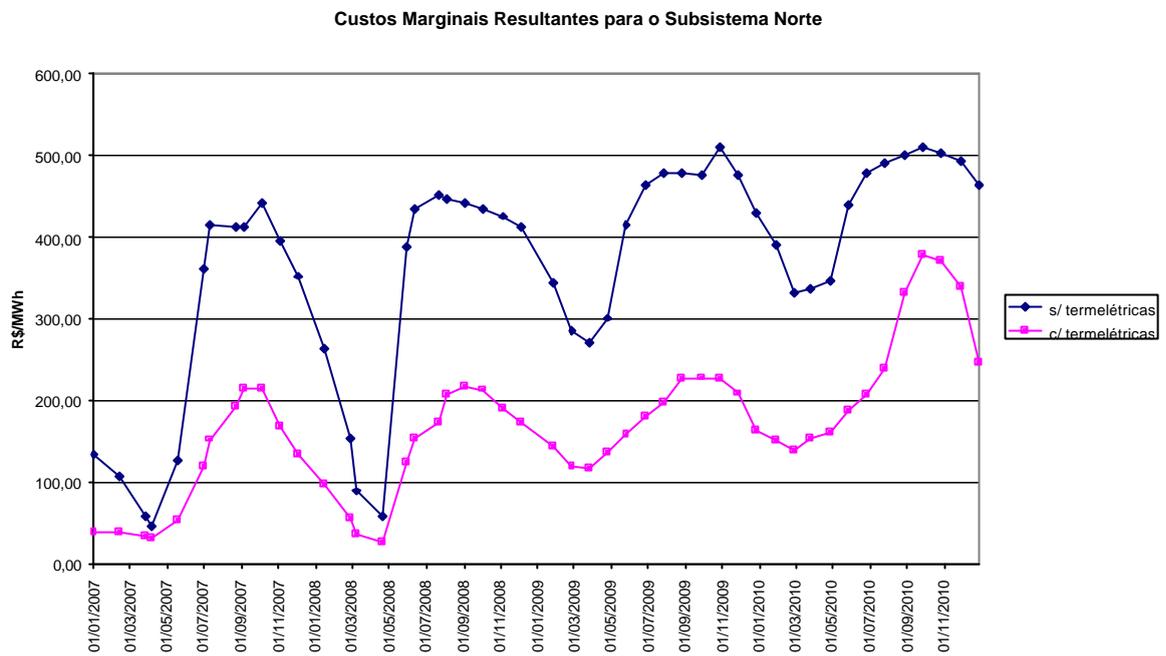


Figura 9 - Resultados da avaliação da flexibilidade no subsistema Norte

Fonte: Elaboração própria

5. MODELOS DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO

No capítulo anterior foi calculado o valor da flexibilidade operacional representado pelas usinas termelétricas, independente de sua classe de custo. Para tanto foi utilizado o *software* de simulação da operação (NEWAVE). O problema da expansão já foi tratado em diversos trabalhos na busca por alternativas mais adequadas para sua solução.

O problema do planejamento da expansão do setor elétrico sob uma ótica estratégica tem como objetivo determinar o elenco ideal de obras bem como uma estimativa de cronograma de implantação das mesmas. De acordo com LISBOA et al (2003), o problema do planejamento da expansão consiste em determinar uma estratégia de construção de reforços ao sistema que minimize a soma dos custos de investimentos e de operação ao longo do período de planejamento, observando condições de confiabilidade no atendimento ao mercado consumidor.

Por anos o planejamento energético no Brasil era restrito aos Planos para o setor elétrico desenvolvidos pela Eletrobrás, e pelo planejamento do setor petrolífero realizado pela Petrobrás.

O objetivo dos Planos da Eletrobrás era atender à demanda de energia elétrica a mínimo custo. Partiam de modelos do tipo '*top-down*' para estimar a demanda futura, e com isso planejavam a expansão da oferta e dos sistemas de transmissão.

O modelo tradicional de planejamento consistia portanto nos seguintes passos:

- a) projeção do crescimento da demanda;
- b) planejamento da expansão;
- c) análise do custo de produção;
- d) satisfação da demanda pelo menor custo.

Nos anos 70 as projeções da demanda eram baseadas em modelos econométricos que essencialmente extrapolavam relações econômico-energéticas para o futuro.

Essas projeções indicavam invariavelmente um crescimento muito alto da demanda de energia.

Em 1982, TRINKENREICH e PINHEIRO desenvolveram o modelo DESELP – Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo, que foi utilizado pela ELETROBRÁS para estudos do planejamento do sistema brasileiro até meados dos anos 90. Este modelo minimiza o valor atual dos custos anuais de investimento e operação dos estágios futuros, sendo formulado como um problema de programação linear. Representa a operação do sistema através de um despacho de potência a 3 patamares de carga em todos os estágios e para todos os projetos, respeitando as restrições operativas. O modelo de decisão de investimentos determina a alocação ótima, a fim de garantir o atendimento do mercado a mínimo custo.

Estudos posteriores levaram ao desenvolvimento da metodologia tipo “*bottom-up*”, envolvendo modelos mais desagregados com intuito de melhorar a qualidade das projeções da demanda. O objetivo das análises do tipo “*bottom-up*” era criar uma descrição quantitativa da estrutura tecnológica da conversão e do uso da energia.

Essas análises concluíram que muitos bens e serviços energo-intensivos estavam atingindo pontos de saturação nos países industrializados e que técnicas mais avançadas tornaram-se disponíveis. Nos anos 90 já havia ampla utilização de sistemas inteligentes no planejamento da expansão tais como algoritmos genéticos, lógica “*fuzzy*”, redes neurais e técnicas de “*simulated annealing*”.

CAMPODÓNICO (1990) usou o esquema de decomposição de Benders, tratando o problema de investimentos como um problema de programação inteira mista, utilizando um algoritmo de Branch and Bound, enquanto o módulo de operação utilizava um algoritmo de fluxo de custo mínimo em redes capacitadas com restrições lineares adicionais.

Esses dois modelos não consideravam a incerteza no processo de planejamento da expansão. Com a finalidade de aprimorar os modelos de planejamento da expansão da geração de energia elétrica, incorporando a incerteza no planejamento, foi então desenvolvido o MODPIN – Modelo de Expansão sob lincertezas, que utiliza a técnica Minimax, minimização do máximo arrependimento no tratamento das incertezas. O processo de planejamento da expansão sob incertezas com o critério Minimax é implementado em duas fases: na primeira são calculados custos de referência, por

meio de uma otimização determinística para cada cenário; e na segunda estes custos de referência são utilizados no cálculo dos arrependimentos associados aos planos candidatos. O objetivo final é, então, encontrar o plano que minimiza o máximo arrependimento. No entanto, conforme apontado por LISBOA et al. (2003) no MODPIN a representação adotada para o problema de operação incorre em elevado custo computacional.

MACHADO JUNIOR (2000) apresenta um novo modelo a ser usado no planejamento da expansão em sistemas hidrotérmicos levando em conta incertezas e a garantia de suprimento de energia. Neste modelo, denominado MELP – Modelo de Expansão de Longo Prazo, a representação do problema da operação é baseada naquela utilizada no DESELP, o tratamento das incertezas é baseado na representação adotada pelo MODPIN e o problema de investimento é formulado como um problema de programação inteira. O modelo usa a decomposição de Benders para dividir o problema do planejamento da expansão em dois subproblemas: da operação e do investimento. No modelo proposto por MACHADO JUNIOR, o módulo de operação avalia o desempenho das soluções do módulo de investimento usando despachos de energia média e crítica.

Ainda assim, conforme LISBOA et al (2003), a aplicação tanto do MODPIN como do MELP ao sistema brasileiro mostrou-se inviável, apresentando problemas de convergência. Analisando a formulação matemática do MELP, chegou-se a conclusão que a solução do problema com base na decomposição de Benders era inadequada, sendo necessária a introdução de um fator de penalidade para o custo de déficit para períodos de hidrologia desfavorável. Esse fator, calculado de forma empírica, era necessário para evitar a interrupção do processo iterativo de Benders em caso de déficit. A fim de corrigir este problema foi desenvolvida uma nova versão do MELP, na qual a decomposição de Benders foi eliminada, possibilitando que a restrição do déficit nulo no período crítico fosse satisfeita sem a necessidade da introdução do fator de penalidade.

As abordagens de solução para o problema de planejamento sob incertezas podem ser classificadas em quatro grandes grupos:

- equivalente determinístico
- análise de sensibilidade

- cenários
- otimização estocástica

É desejável que a expansão seja planejada a partir de um critério de custo mínimo, visando a modicidade tarifária, assegurando confiabilidade e qualidade de serviço satisfatória aos usuários. Deve ainda levar em conta a minimização dos impactos ambientais e a otimização dos recursos existentes.

Em sistemas predominantemente termoeletricos, a expansão é baseada no estabelecimento de um nível de confiabilidade para o atendimento da demanda máxima futura. A principal variável de dimensionamento nesse caso é a própria projeção da demanda, pois a capacidade nominal de geração é considerada suficiente para o atendimento aos requisitos de energia. Nos sistemas hidrelétricos, há maior complexidade no processo de planejamento, porque a disponibilidade de geração é dependente das afluições futuras, sujeito portanto ao risco hidrológico.

Segundo FORTUNATO et al (1990), no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos, são conjugadas as características dos planejamentos de ambos os sistemas, ou seja, a garantia da energia para atendimento ao mercado e a disponibilidade de potência para suportar satisfatoriamente a demanda máxima futura.

DELGADO (2003) faz um breve histórico sobre o assunto, mostrando que até 1986 o suprimento de energia foi oriundo da aplicação de critérios determinísticos que não levavam em conta, de forma explícita, a natureza aleatória das afluições futuras, que eram modeladas pela hipótese da repetição de vazões de acordo com o histórico registrado. A “*energia firme*” de uma usina era portanto determinada a partir de sua contribuição de energia ao sistema em um cenário de repetição do período crítico de vazões afluentes (período seco). A complementação térmica assume assim, o papel de aumentar a energia firme de uma usina hidrelétrica.

KAZAY (2001) faz uma síntese dos critérios tradicionais do planejamento da expansão, descrevendo desde o Modelo de Planejamento determinístico até a evolução para o planejamento com a aplicação de Algoritmos Genéticos, apontando as vantagens e desvantagens de cada método. Este trabalho apresenta uma aplicação prática dos algoritmos genéticos num modelo de planejamento da expansão. KAZAY (2001) ressalta que um elemento que vem assumindo cada vez maior importância no

planejamento da expansão é o aumento das incertezas quanto ao comportamento da demanda, custos e disponibilidade dos combustíveis, taxas de juros e até mesmo na própria legislação ambiental. Tal fato é tão marcante que somado à recente descentralização do setor, têm obrigado diversos países a reorganizarem a suas estruturas institucionais.

De acordo com CARVALHO et al (2006), o problema geral do planejamento da expansão da geração pode ser formulado como um problema de otimização do tipo:

$$\text{Min } z = I(x) + O(x)$$

Sujeito a:

$$x \in X$$

em que x representa o vetor de decisões de investimento ao longo do período decenal; $I(x)$ e $O(x)$ representam respectivamente o valor presente dos custos de investimento e de operação resultantes da decisão x ; o valor da função objetivo z pode ser interpretado como o Valor Atual do Custo Total da expansão e a restrição $x \in X$ representa o conjunto de restrições nas variáveis de investimento, tais como, número máximo de unidades geradoras de um determinado tipo, data mais cedo para sua entrada em operação etc.

Como o sistema brasileiro é majoritariamente hidrelétrico, a consideração ou não da incerteza hidrológica afeta sobremaneira a solução desse problema de otimização. A consideração dessa incerteza de forma implícita na formulação do problema de otimização impõe a utilização de uma abordagem estocástica para se representar a função $O(x)$ e para resolver o problema de tomada de decisão sob incerteza. Este subproblema de operação pode ser resolvido com auxílio de um Modelo de Coordenação da Operação Hidrotérmica, como por exemplo o Modelo NEWAVE.

A solução ótima do problema de otimização deverá satisfazer também ao critério de garantia de suprimento de energia em vigor (CNPE), atualmente estabelecido a um risco de déficit de 5% em cada subsistema.

Ainda de acordo com CARVALHO et al (2006), embora o NEWAVE não represente diretamente essa restrição probabilística, é possível implementar o critério do CNPE

de forma indireta. Como o modelo inclui na sua função objetivo uma função custo de déficit pré-fixado, esta função pode ser ajustada para assegurar no curto prazo o nível de garantia de suprimento desejado.

Portanto, ainda que o NEWAVE tenha sido desenvolvido para a operação do sistema interligado, é também utilizado no planejamento da expansão do sistema elétrico no Brasil. Tal uso é feito a partir de uma adaptação, o que na prática é uma heurística, visto que os critérios do NEWAVE não atendem diretamente aos requisitos da expansão. Além disso, sabe-se que a aplicação do NEWAVE em períodos longos pode gerar distorções nos resultados. No caso do problema da expansão, faz-se necessário o planejamento de longo prazo, tanto para evitar o déficit como para assegurar os menores custos de expansão.

Atualmente, como as metodologias mais sofisticadas ainda estão em fase de desenvolvimento o planejamento da expansão, no caso do Plano Decenal de Expansão, é feito através de uma heurística que utiliza a técnica de cenários independentes, calculando-se um cronograma de expansão ótima para cada cenário considerado. A partir desses resultados tenta-se chegar a um cronograma de expansão de referência e um conjunto de variantes que possibilitem uma futura adaptação da solução ótima aos eventuais desvios da demanda. (CARVALHO et al., 2006) Nest tese, o objetivo é o planejamento da expansão no longo prazo, tal como é feito pelo MELP. Não se pretende estudar projeto a projeto para a expansão e sim apresentar uma diretriz estratégica para políticas que permitam uma expansão otimizada no horizonte de 20 anos.

O modelo desenvolvido nessa tese foi fundamentado nos seguintes princípios:

- i) O modelo deverá ser capaz de tratar adequadamente riscos e incerteza de naturezas diversas;
- ii) O modelo deverá objetivar a expansão de mínimo custo e mínimo risco, entendendo que os riscos podem ser tanto de suprimento de combustíveis, como de oscilação dos preços destes e ainda os riscos ambientais.
- iii) O modelo deverá ter uma abordagem simples e de fácil compreensão, o que tornaria o seu uso mais natural face a grande complexidade dos demais modelos de expansão.

A fim de contemplar os riscos, conforme o item i acima, o cálculo dos custos de cada alternativa foi feito com a utilização da SMC na(s) variável (eis) sujeita a incerteza.

A SMC recebeu este nome pelo Cassino de Monte Carlo em Monaco. Na prática a Simulação é uma maneira fácil para solução de problemas de difíceis e complexos. Provavelmente o primeiro uso mais famoso da SMC foi pelo Prêmio Nobel de Física Enrico Fermi (algumas vezes citado como o pai da bomba atômica) em 1930 quando utilizou um método de geração de números aleatórios para calcular as propriedades do recém descoberto nêutron.

A SMC é um método cada vez mais popular na avaliação de derivativos, inclusive de opções reais. O método de Monte Carlo resolve o problema através da simulação direta do processo físico, de forma que não é preciso escrever a equação diferencial da Opção Real. É uma ferramenta extremamente flexível, capaz de contemplar vários detalhes específicos de problemas da vida real, incluindo várias restrições e *payoffs* complexos, e várias fontes de incertezas. DIAS (2005) descreve o método como um antídoto para a “*maldição da dimensionalidade*” e da “*maldição da modelagem*” que dificulta a resolução de problemas reais mais complexos.

A incerteza sobre os custos do combustível, por exemplo, foi tratada a partir de uma simulação nesses preços a cada instante para o cálculo do custo planejado dessa fonte. Os riscos ambientais, por sua vez, foram contemplados através de incerteza no valor do Capex, uma vez que quanto maiores forem as exigências para mitigação dos impactos ambientais, maiores deverão ser os investimentos para atendimento dos padrões regulatórios. Portanto, foram considerados no cálculo dos custos médios de geração através de uma SMC na variável do Capex. O mesmo ocorreu com os riscos de atrasos nas obras, que acabam encarecendo os empreendimentos e, conseqüentemente, a energia gerada.

A partir daí, foi calculado o custo de cada opção de expansão. Com os riscos considerados na forma de atribuição dos custos de cada fonte, a expansão de mínimo custo e mínimo risco poderia ser obtida pela minimização da função de Custos Totais de Expansão. Com isso, é possível manter o modelo simples e intuitivo.

Além do conceito mais elementar de uma opção real, o modelo irá utilizar a metodologia de custos planejados, que irá determinar os custos médios de geração de cada alternativa, conforme descrito a seguir.

5.1. Custos Planificados e o Valor das Opções

Existem inúmeras combinações de combustíveis e tecnologias disponíveis para compor o portfólio da expansão da geração de energia elétrica no Brasil. Cada uma dessas combinações apresenta características próprias que serão decisivas no planejamento da expansão tais como: o prazo de construção, a sua vida útil, o investimento na construção, os seus custos de manutenção e operação, custos de combustíveis, o fator de capacidade e seus impactos ambientais.

Todas as tecnologias estão sujeitas a um certo grau maior ou menor de intermitência ou imprevisibilidade. O caso da geração através de turbinas eólicas, por exemplo, tem um fator de capacidade bastante menor que aquele da geração térmelétrica convencional. Da mesma forma, as usinas hidrelétricas estão sujeitas ao regime hidrológico, aumentando a incerteza na sua capacidade de geração, reduzindo o seu fator de capacidade. Um dos grandes desafios nesse trabalho é justamente a adoção de uma abordagem robusta o suficiente que permita uma comparação justa entre as diversas alternativas.

No NEWAVE, cada usina é despachada por ordem de mérito de seus custos declarados. Normalmente esses custos são os custos operacionais das usinas, que envolvem custos de O&M fixo e variável, e custos de combustíveis.

No entanto, o problema da expansão deverá contemplar também os custos do investimento de capital na usina e o retorno exigido pelo investidor, ou seja o custo do capital.

Um conceito mais abrangente para o cálculo do custo efetivo, ou seja o custo médio de geração de uma usina que contemple todos esses aspectos é o do custo planejado. Esse conceito é utilizado por grandes consultorias internacionais na área de energia, tais como a Bechtel e a Black & Veatch. Também foi utilizado em trabalhos realizados pela Royal Academy of Engineering (2004) e em estudos conduzidos pela Universidade de Chicago no mesmo ano. Esses custos deverão incluir: os custos de capital da construção da planta e equipamentos, os custos de combustíveis, os custos

de operação e manutenção praticados de acordo com as melhores práticas em uma unidade de referência, para geração de uma energia entregue na barra da usina¹⁰.

Nessa metodologia os principais custos considerados foram:

- CAPEX: Investimento inicial necessário no projeto de EPC (*Engineering, Procure and Construct*);
- Custos Fixos de O&M: tais como salários, seguros, que independem da energia efetivamente gerada;
- Custos variáveis de O&M: tais como produtos químicos e lubrificantes que são consumidos de acordo com a quantidade de energia gerada;
- Custos de Combustíveis

Os custos financeiros, tais como os custos da alavancagem financeira, impostos, inflação e até mesmo a taxa de câmbio foram mantidos constantes para fins de simplificação do modelo. A inserção de incerteza nesses valores, poderia aproximar o modelo da realidade, mas adicionaria a complexidade de se estabelecer projeções macroeconômicas, o que não é parte do escopo desta tese.

A partir da SMC, para cada alternativa serão determinados valores mínimo, médio e máximo de custos planejados. Consideramos que o custo atual de cada alternativa é dado pelo valor médio. Com base nesse valor, serão calculados os parâmetros u e d para avaliação das probabilidades do custo vir a ser um C^+ ou um C^- . Para a utilização da taxa livre de risco, pelo método da neutralidade, primeiro é preciso calcular a probabilidade artificial de Martingale:

$$p = \frac{1 + r_f - d}{u - d}$$

¹⁰ Isso implica em uma hipótese simplificadora de não consideração dos custos de transmissão. A justificativa para a adoção dessa hipótese é que nesse caso, o problema a ser tratado deveria mais do que definir um mix ótimo no que se refere às tecnologias e combustíveis disponíveis, tratar ainda da localização das novas unidades. (fica como sugestão para trabalhos futuros na conclusão).

onde o processo de difusão pode ser calculado pelas seguintes relações:

$$u = \frac{C^+}{C}$$

e

$$d = \frac{C^-}{C}$$

Com base nas expectativas neutras ao risco é possível atualizar o valor dos derivativos do ativo básico usando a taxa livre de risco. Isso é uma consequência do Teorema de Girsanov¹¹. Tem-se então um processo de incerteza nos custos com dois cenários possíveis: C^+ e C^- e as respectivas probabilidades livres de risco dadas por p e q . Queremos saber quanto vale o prêmio por um “seguro” de um preço de energia igual ao custo marginal de expansão. Esse seguro é análogo a uma opção de compra (*call*) com preço de exercício igual ao custo marginal de expansão.

O Custo marginal de longo prazo ou de expansão é o custo por unidade de energia produzida incorrido ao se atender a um acréscimo de carga no sistema através da incorporação ao mesmo de uma nova usina geradora. Uma *proxy* do custo marginal de expansão inicial pode ser dada pelo preço resultante do último leilão de energia nova realizado em Outubro de 2006, que foi de R\$137,44/MWh, que, considerando uma taxa de câmbio de R\$2,20/US\$, resultaria em US\$62,47/MWh.

Baseado nesse custo marginal de expansão inicial é calculado o valor de cada opção na data zero (2007).

O valor de cada opção, com base nesses parâmetros será dado por:

$$F = \frac{(S^+ \times p) + (S^- \times q)}{(1 + r_f)}$$

em que

¹¹ Para maiores detalhes do Teorema de Girsanov ver NEFCIT (1996).

$$q = 1 - p ;$$

$$S^+ = C^+ - CM_{exp.}$$

$$S^- = C^- - CM_{exp.}$$

Com base nesses valores das opções, deverá ser considerado na expansão um portfólio de projetos para atender o aumento da demanda por energia elétrica no país. O modelo desenvolvido deverá levar em conta diversas restrições de cada alternativa, representadas por restrições de cada opção, disponibilidade de suprimento de combustíveis no caso do gás natural, carvão nacional ou importado, e da biomassa etc.

As usinas já planejadas e com entrada em operação já prevista foram mantidas de acordo com o Plano Decenal.

O algoritmo do modelo de planejamento pela ótica das opções reais proposto nessa tese está representado no diagrama apresentado na figura 10, conforme descrito a seguir.

Os pontos de partida do modelo são a projeção da demanda de energia elétrica nos próximos 20 anos e o custo marginal de expansão atual, que será representado pelo preço resultante do último leilão de energia nova, conforme detalhado anteriormente.

Com base nos resultados da simulação de Monte Carlo para os custos planejados de cada alternativa, e no custo marginal da expansão, calcula-se o valor de cada opção. Considerando todas as restrições de cada alternativa é feita a otimização do portfólio, maximizando o valor das opções, o que acarretará nos menores custos planejados na expansão. Com base nos resultados obtidos será gerado um novo custo marginal de expansão, representado pelo custo médio da última unidade geradora que entrou no plano de expansão.

O novo custo marginal de expansão será usado para calcular os novos valores das opções, que gerarão um novo plano de expansão para os anos subsequentes. Com isso é possível revisar as premissas de custos e de demanda que geraram os valores de cada opção, atualizando esses parâmetros conforme novos cenários se apresentem.

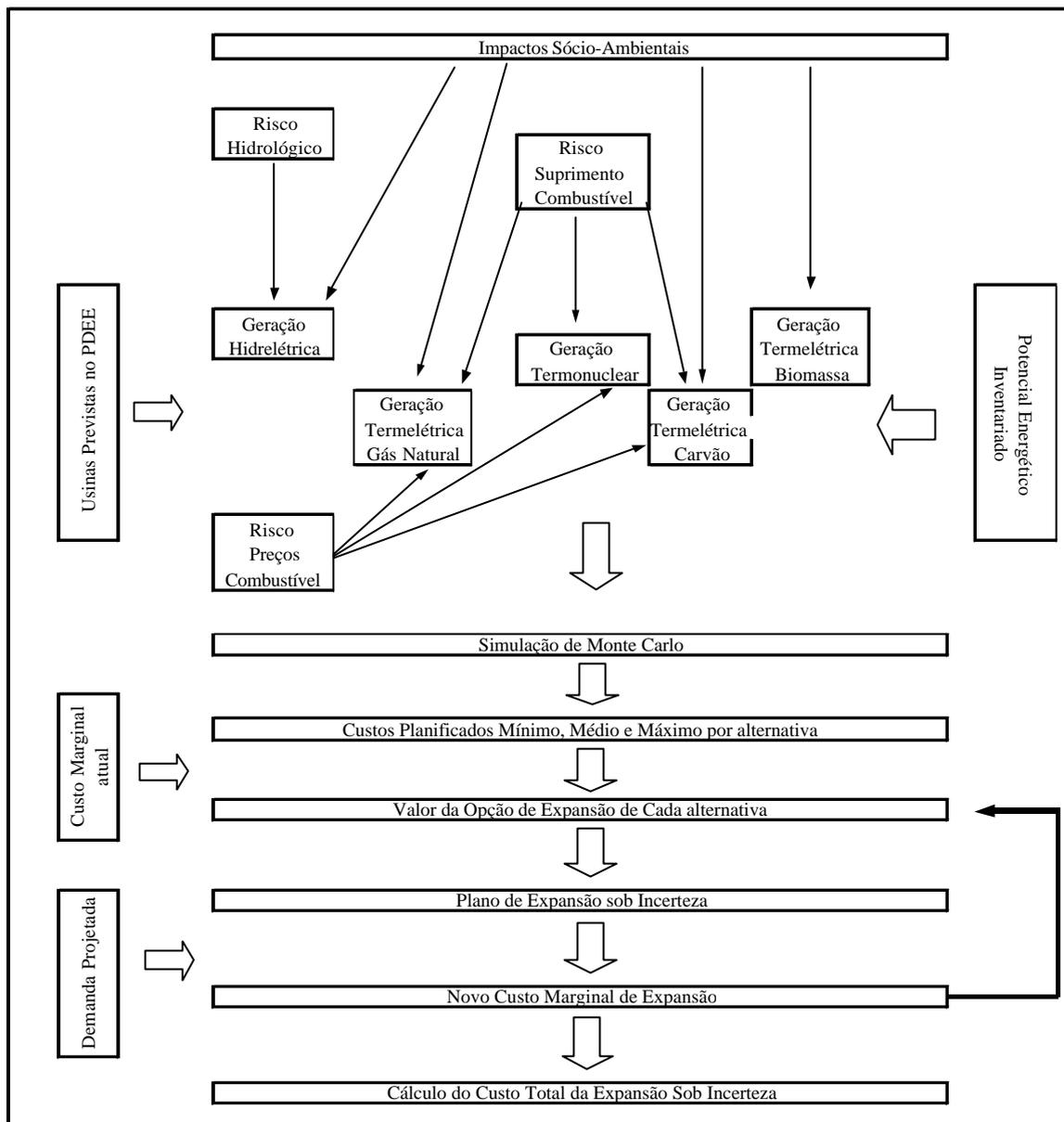


Figura 10 – Diagrama Esquemático do Modelo Proposto

Fonte: Elaboração própria

A partir da demanda projetada apresentada no Anexo A, conforme estudos da EPE publicados no PDEE 2006-2015, no Plano Nacional de Energia 2030, e na capacidade de geração existente, é estimada a necessidade de acréscimo da capacidade instalada.

Ainda com base nos estudos do Plano Nacional de Energia 2030 foram estimados os limites de cada alternativa. A função objetivo do problema de expansão por opções deverá ser portanto representada por um portfolio com N opções de valores distintos. Deseja-se maximizar o valor desse portfolio, visando o atendimento da demanda incremental, respeitando as restrições de cada alternativa. Ou seja,

$$Max(P) = \sum_{n=1}^9 F_n E_n$$

sujeito a:

$F_i E_i^j \leq L$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir da fonte i, no patamar j, em TWh;

$F_i E_i^j \geq CE$; em que CE é a capacidade instalada já existente ou com entrada em operação já prevista no PDEE.

$F_i \geq 0$, condição de não negatividade para os percentuais dos valores de cada fonte considerada.

A cada uma das alternativas de expansão consideradas viáveis no Brasil estão associadas diferentes incertezas que foram refletidas na formação do custo planejado através da SMC. Partindo do custo marginal de expansão de dezembro de 2006, e do custo de cada alternativa, foram calculados os valores das opções em um dado instante. A partir desses valores, é traçado um plano de expansão, que deverá minimizar os custos da energia, representados tanto pelos valores dos investimentos (CAPEX) como pelos valores esperados dos custos de operação (OPEX). A partir do plano de expansão resultante da otimização, é gerado um novo custo marginal de expansão, que será o custo médio planejado do último MW instalado de acordo com o plano.

Os limites disponíveis para expansão são atualizados, e com base no novo custo marginal de expansão novos valores de opções são gerados para dar continuidade ao planejamento da expansão.

O processo se repete até que a demanda projetada até 2027 (horizonte de 20 anos) seja totalmente atendida.

Os custos totais da expansão, representados por C , são calculados por uma média ponderada dos valores das opções pela quantidade instalada de cada uma. Ou seja:

$$C = \sum_{n=1}^9 V_n W_n$$

em que:

C é o custo total da expansão previsto;

V_n é o custo planejado da expansão da tecnologia n ;

W_n percentual da participação da energia requerida da expansão gerada pela tecnologia n ;

Dessa forma, seja $n=1$ a expansão da geração via hidrelétricas no patamar 1, então V_1 representa o primeiro patamar de preços da expansão hidrelétrica. Isso acontece de fato porque quanto maior o potencial já explorado de um recurso, mais caros tendem a ser os aproveitamentos restantes. Portanto, no caso das hidrelétricas, sabe-se que os empreendimentos mais atrativos já foram viabilizados e que os aproveitamentos restantes tendem a apresentar maiores custos de capital para o seu desenvolvimento em função do seu impacto sócio-ambiental ou mesmo das dificuldades técnicas para garantir a viabilidade econômica do empreendimento.

Com base nos estudos dos custos médios de geração de cada alternativa o modelo deverá ser aplicado para o Brasil no planejamento da expansão no período de 2007 a 2027.

5.2. Alternativas consideradas no Estudo de Caso

Foram consideradas tecnologias de geração que sejam comerciais e viáveis economicamente para investidores no Brasil, com as opções de combustíveis mais plausíveis no país. Em síntese, serão analisadas as seguintes alternativas:

- Usinas Hidrelétricas;
- Usinas Termelétricas a Gás Natural em Ciclo Simples;
- Usinas Termelétricas a partir da queima do carvão, nacional ou importado;
- Usinas Nucleares;
- Usinas Termelétricas a partir da queima de biomassa (bagaço de cana de açúcar);

Cada uma dessas alternativas está sujeita a diferentes fontes de incerteza, riscos e impactos ambientais conforme será descrito a seguir. A definição do custo planejado de cada alternativa deverá conter uma análise dos seus principais riscos a fim de que esses sejam efetivamente refletidos no custo final.

O tratamento desses riscos será feito a partir da SMC para os principais riscos de cada fonte. Em linhas gerais foi desenvolvido um modelo de análise financeira para cada alternativa estudada a fim de se calcular os custos médios de geração de cada tecnologia no Brasil.

5.2.1. Usinas Hidrelétricas

Não existe uma solução única para o mundo na busca por uma fonte de energia limpa, e efetiva na gestão dos recursos hídricos. Energia e água para o desenvolvimento sustentável dependem não apenas das opções de suprimento, mas das escolhas que serão implementadas. Sob a égide do desenvolvimento sustentável, a geração hidroelétrica representa enorme potencial de viabilidade econômica, preservação dos ecossistemas e ajuda na promoção da justiça social. Projetos hidroelétricos envolvem equidade entre as gerações atuais e futuras por usar uma fonte renovável e limpa que favorece a estabilização das condições climáticas, sem deplecionar recursos naturais. Envolvem também equidade entre diferentes grupos e indivíduos na sociedade moderna e entre comunidades locais e regionais. São uma ferramenta para promover a equidade entre a sociedade e grupos sociais vulneráveis, dando visibilidade àqueles negligenciados e promovendo programas de reassentamento e reabilitação.

Atualmente, em torno de um quinto da eletricidade consumida em todo mundo é gerada a partir de usinas hidroelétricas. A hidroeletricidade representa mais de 92% de toda energia renovável gerada no mundo. É responsável por mais de 50% do suprimento de eletricidade em 65 países, mais de 80% em 32 países e quase todo

suprimento de energia elétrica em 13 países. Vários países tais como China, Índia, Irã e Turquia estão desenvolvendo programas para construção de grandes hidroelétricas.

Novas plantas hidroelétricas somadas às já existentes oferecem uma contribuição significativa na redução das emissões dos gases de efeito estufa e nas mudanças do clima associadas. Em 1997 foi feito um cálculo mostrando que a geração hidroelétrica evitou emissões de gases de efeito estufa equivalentes a todos os carros do planeta.

As figuras 11 e 12 apresentam comparações das emissões de gases de efeito estufa de diversos energéticos, realçando a vantagem comparativa da geração hidroelétrica. Mais do que isso essa expansão terá um importante papel na melhoria dos padrões de vida, principalmente dos países em desenvolvimento onde ainda existe um grande potencial a ser explorado.

A crescente preocupação com as mudanças climáticas causada pelas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera favorecem a expansão da geração hidroelétrica no mundo. Estudos recentes (GAGNON et al (2002) e outros) mostram que o desenvolvimento de metade do potencial hidroelétrico economicamente viável poderia reduzir as emissões de gases de efeito estufa em torno de 13% (pelas emissões evitadas da geração elétrica a partir de combustíveis fósseis) e evitar o impacto causado pelo dióxido sulfúrico (maior responsável pela chuva ácida) e emissões de óxido nitroso.

Dessa forma, pode-se afirmar que as hidroelétricas não exportam seus impactos, tal como ocorre com a chuva ácida ou a poluição atmosférica. Hidroelétricas ainda evitam os impactos com a emissão de particulados que prejudicam o ar e acarretam custos para a saúde humana devido a doenças respiratórias.

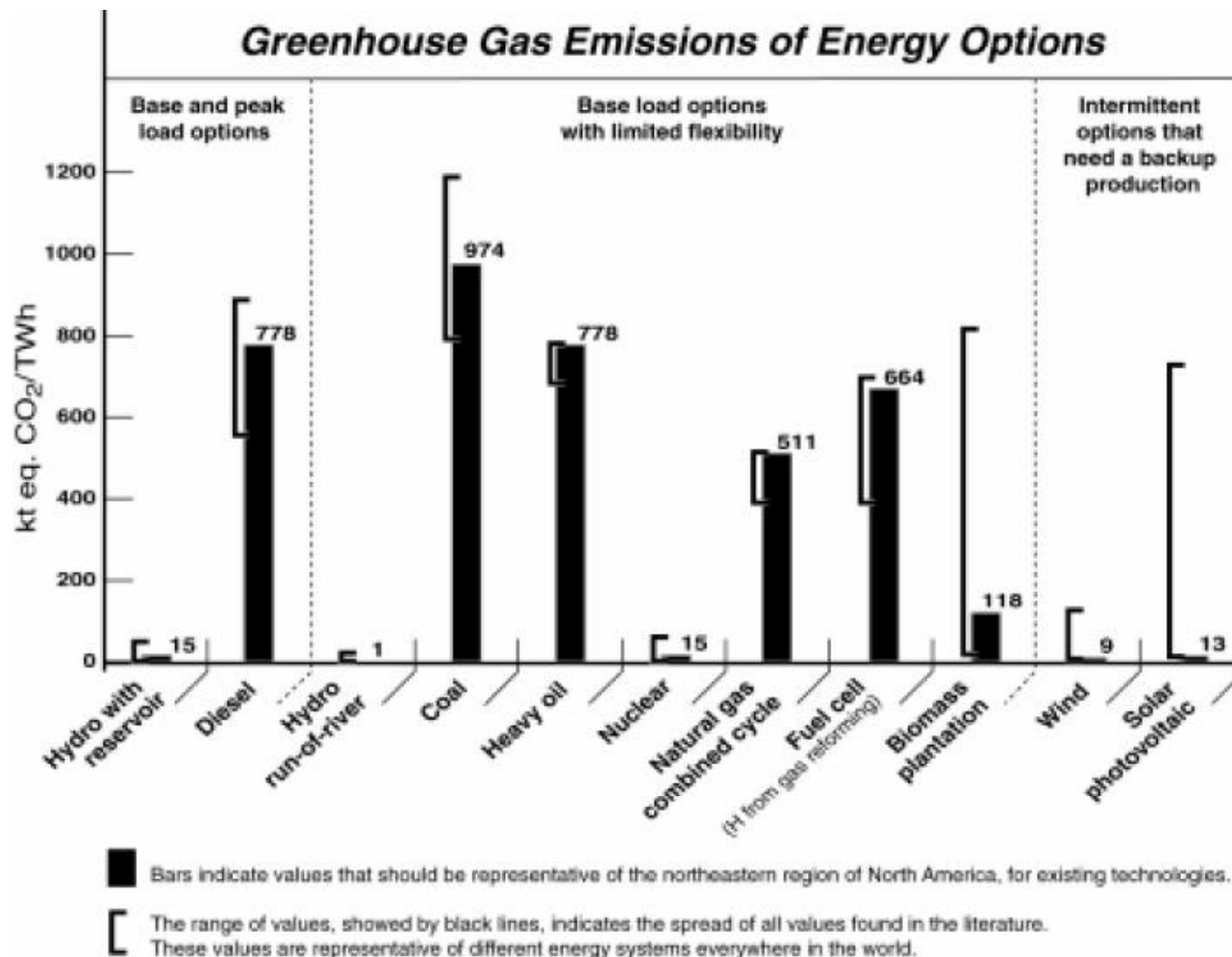


Figura 11 - Emissões de Gases de Efeito Estufa das Opções Energéticas

Fonte: GAGNON et al (2002)

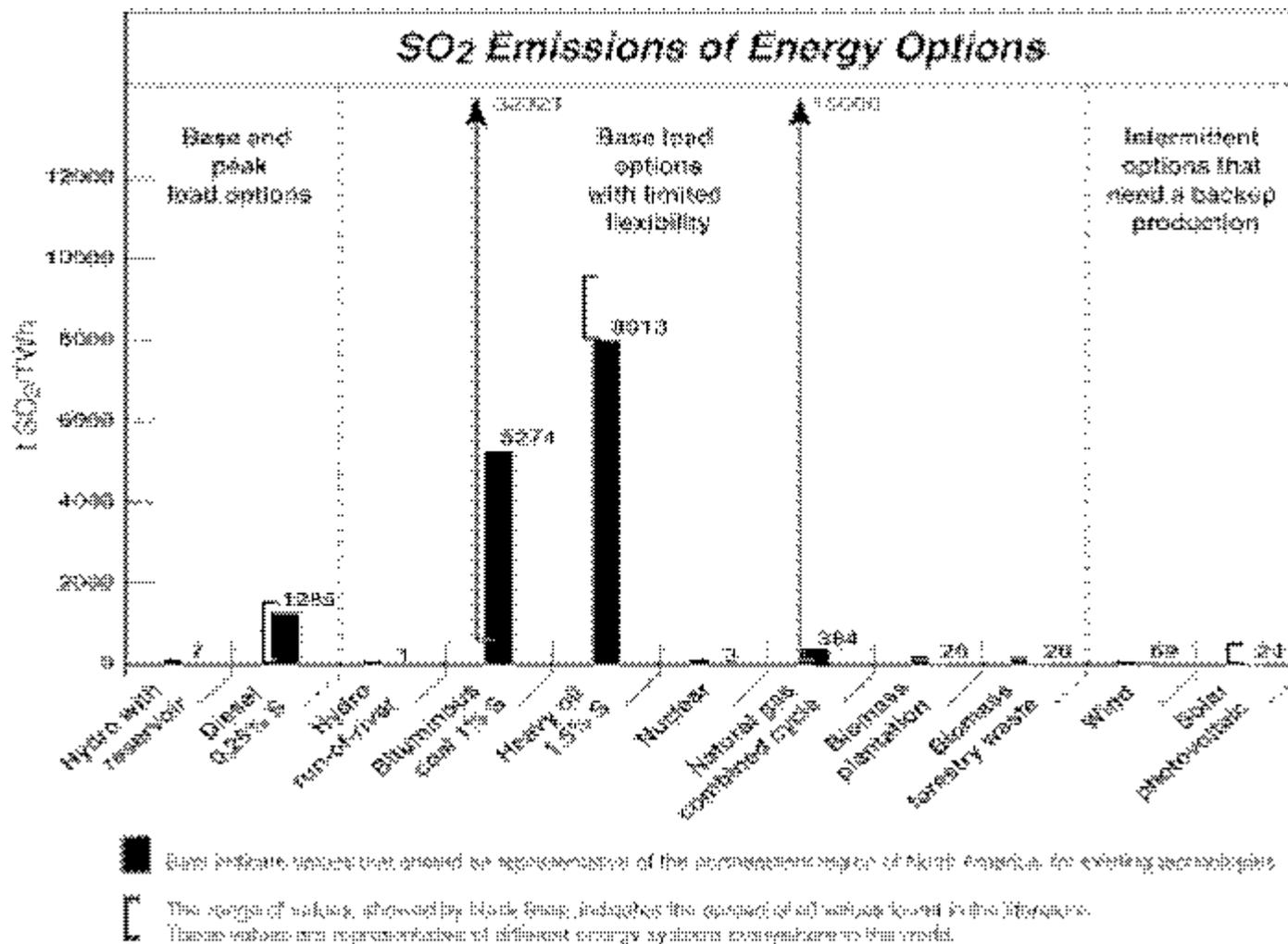


Figura 12 - Emissões de SO₂ das opções energéticas

Fonte: GAGNON et al (2002)

De acordo com a Eletrobrás, o potencial hidrelétrico brasileiro está estimado em 260 GW. Contudo, apenas 63% desse potencial foram inventariados e 24% foram construídos.

TOLMASQUIM (2004) destaca que o potencial mais desenvolvido está justamente nas regiões mais desenvolvidas do país. Na Bacia do Paraná por exemplo, menos de 15% do potencial total é considerado como potencial remanescente. Em contrapartida, na Bacia do Amazonas, menos de 1% foi desenvolvido.

Ainda de acordo com TOLMASQUIM (2004), a Bacia do Rio Amazonas concentra 40% do potencial hidrelétrico brasileiro. Naturalmente, o aproveitamento desse potencial deverá causar impactos ambientais mais severos por abranger parte da área de preservação da Floresta Amazônica.

A construção de usinas hidrelétricas está sujeita a uma série de impactos sócio-ambientais principalmente associados às mudanças no uso do solo e ao deslocamento da população residente na área a ser inundada pelo reservatório. São justamente esses impactos os que têm elevado os preços de construção de novas usinas hidrelétricas no país, que possui uma das mais exigentes legislações ambientais do mundo. Dois pontos principais merecem destaque nesse sentido: o processo de licenciamento ambiental têm mostrado lentidão, atrasando todas as fases do empreendimento, e com isto, onerando ainda mais a energia a ser gerada. A ausência de regras claras para o estabelecimento de medidas compensatórias acarreta uma enorme imprevisibilidade nos orçamentos com o meio ambiente, inibindo novos investimentos.

O resultado prático é que nos empreendimentos mais recentes a participação do meio ambiente no Capex das usinas têm crescido, chegando a 40% em alguns casos. Portanto, no cálculo do custo planejado das hidrelétricas a principal fonte de incerteza está no Capex, que poderá apresentar desvios de até 50% do capex orçado inicialmente.

Outros impactos sociais são causados pela intensificação dos fluxos migratórios provocados pela atração de mão de obra durante a construção e pelo encerramento desta. Outra natureza de impacto diz respeito ao meio físico-biótico. Alterações no processo natural de sedimentação na fauna, na flora e na qualidade da água são

inevitáveis. Medidas mitigadoras são propostas pelos empreendedores, sempre onerando cada vez mais o custo por kW instalado.

Foram calculados três patamares de custos planejados para hidrelétricas no Brasil, definidos de acordo com o PNE2030. No primeiro patamar consideram-se os aproveitamentos que elevarão o potencial aproveitado de 68 a 75 GW. Neste patamar foi considerado o custo por kW instalado médio de 1.000 US\$/kW, com mínimo de 860 US\$/kW e máximo de 1500 US\$/kW. No segundo patamar consideram-se os aproveitamentos que elevarão o potencial aproveitado de 75 a 82 GW. Para este patamar, o custo médio de instalação é de 1.600 US\$/kW, com mínimo de 1500 US\$/kW e máximo de 1800 US\$/kW. O terceiro e último patamar considera aproveitamentos que elevariam o potencial aproveitado acima de 82GW, a um custo médio de instalação de 2000 US\$/kW, com mínimo de 1800 US\$/kW e máximo de 2500 US\$/kW.

Uma síntese dos parâmetros utilizados no cálculo dos custos médios de geração das hidrelétricas é apresentado nas tabelas 2 a 4 abaixo:

Tabela 2 – Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina	Hidrelétrica	Patamar	1	
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Fator de Capacidade		35%	55,86%	85%
Capex	US\$/kW	860	1.000	1.500
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M	2,00	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		33,59	73,90	
Médio		42,46	93,41	
Máximo		54,8	120,56	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 3 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina	Hidrelétrica	Patamar	2	
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Fator de Capacidade		35%	55,86%	85%
Capex	US\$/kW	1.500	1.600	1.800
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M	2,00	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		52,88	116,34	
Médio		59,15	130,13	
Máximo		64,06	140,93	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina	Hidrelétrica	Patamar	3
Incertezas			
Fator de Capacidade		Mínimo	Mais Provável
Capex	US\$/kW	35%	55,86%
		1.800	2.000
			Máximo
			85%
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$	
O&M	2,00	US\$/MWh	
Pis	1,65	%	
Cofins	7,60	%	
CPMF	0,38	%	
IR	25,00	%	
CSLL	9,00	%	
ICMS	18,00	%	
Custo do Capital Próprio	12,00	%	
Estrutura de Capital	70/30		
Custo da Dívida	Libor + 1%		
Resultados dos Custos Planificados			
		US\$/MWh	R\$/MWh
Mínimo		61,93	136,25
Médio		73,87	162,51
Máximo		86,01	189,22

Fonte: Elaboração própria

5.2.2. Usinas Termelétricas a gás natural

Um dos motivos que levou ao desenvolvimento tecnológico das turbinas a gás foi a preocupação crescente com as emissões devido à queima de combustíveis fósseis. A preocupação ambiental assume um papel de cada vez maior destaque nas decisões de investimentos e nas próprias diretrizes políticas dos países.

Dentre as diversas vantagens ambientais do uso do gás natural, destacam-se principalmente:

- redução das emissões de gases de efeito estufa que seriam responsáveis pela mudança do clima e o aquecimento do planeta.
- a redução da emissão de particulados, melhorando a qualidade do ar na vizinhança, pois o gás tem uma queima limpa, isenta de fuligem, o que reduz a incidência de doenças respiratórias;
- baixo teor de enxofre para o mesmo conteúdo energético (1000 vezes menor do que o carvão e os óleos combustíveis pesados e 300 vezes menor do que os óleos combustíveis domésticos).
- baixíssima presença de contaminantes
- não exige tratamento dos gases de combustão
- rápida dispersão de vazamentos

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2005 - BEN, o gás natural foi a fonte de energia primária que apresentou maior crescimento percentual, passando de 5,5% em 1989 para 8,9% em 2004, a despeito da ausência de políticas específicas para o setor. A evolução foi devida ao crescimento do consumo industrial e pelo consumo nas usinas termelétricas.

Com tantas vantagens na geração térmica o gás natural deveria ser portanto um dos pilares da Matriz Energética visto que oferece equipamentos eficientes, energia limpa, prazos curtos de entrega dos equipamentos, baixo custo de investimento por kW instalado (o menor dentre todas as alternativas estudadas), prazo de construção reduzidos, operação com elevada segurança e disponibilidade, razoável versatilidade quanto ao combustível e flexibilidade operacional no acompanhamento da carga. Além disso, por se tratarem de unidades leves e compactas uma turbina a gás pode entrar

em operação segundos após o seu acionamento e em minutos chega a sua capacidade máxima. (TOLMASQUIM, 2005)

No entanto, o aumento da participação do gás na matriz energética brasileira enfrenta alguns obstáculos capazes de limitar esse posicionamento. A própria regulamentação do gás ainda não fornece segurança para atração de novos investimentos, e somado à isso, usinas termelétricas a gás natural estão sujeitas a grandes instabilidades.

Usinas termelétricas a gás natural no contexto atual estão sujeitas a risco tanto de suprimento, realçadas com as recentes dificuldades percebidas na crise política com a Bolívia, quanto a riscos de preço, seguindo uma tendência mundial de aumento dos preços desse combustível. Mais do que isso, o uso do gás natural depende fundamentalmente do desenvolvimento da infra-estrutura de transporte e distribuição ainda incipiente. Os custos envolvidos tanto na infra-estrutura quanto na contratação do gás propriamente dita podem minar a competitividade do gás natural, a despeito de suas claras vantagens ambientais. OLIVEIRA E MARRECO (2006) apresentam uma análise detalhada dos riscos envolvidos na expansão da geração termelétrica a gás natural no país, pela ótica do investidor, mostrando as dificuldades de inserção de novos empreendimentos.

A Petrobrás planeja investimentos de US\$7,5 bilhões no seu planejamento 2007-2011 para a área de gás e energia, dos quais US\$ 6,5 bilhões serão investidos nos seguintes projetos da infra estrutura do gás natural:

- Malha de Gasodutos do Sudeste
- Malha de Gasodutos do Nordeste
- Gasoduto Sudeste–Nordeste (GASENE)
- Gasoduto Urucu-Coari-Manaus
- Gasduc III
- Ampliação do Trecho Sul do Gasbol
- 2 Terminais de GNL – Pecém e Baía de Guanabara

Ainda de acordo com o planejamento da Petrobras, o consumo das térmicas deverá passar de 7,1 milhões de m³/dia em 2005 para 48,4 milhões de m³/dia¹² em 2011. Estima-se que esse aumento do consumo permita um aumento da capacidade instalada em térmicas a gás natural de 1.500 MW. Adicionalmente, estima-se que até 2027, seja possível aumentar novos 1.500 MW. Esses limites serão adotados como restrições no problema de otimização da expansão.

A incerteza nos preços é contemplada no cálculo do custo planejado das térmicas a gás natural, em que foi admitido um preço mínimo de US\$5,00/MMBTU, um máximo de de US\$8,00/MMBTU e um mais provável de de US\$6,00/MMBTU.

¹² Consumo potencial de Gás Natural para geração elétrica considerando o despacho máximo de todas as termelétricas.

Tabela 5 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina Termelétrica		Gás Natural		
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Preço do Gás Natural	US\$/MMBTU	5,00	6,00	8,00
Capex	US\$/kW	550	650	800
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M Fixo	22,00	US\$/kW		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		71,74	157,83	
Médio		88,06	193,73	
Máximo		99,62	219,16	

Fonte: Elaboração própria

5.2.3. Usinas Termelétricas a carvão¹³

Dentre todos os combustíveis fósseis, o carvão possui a maior reserva mundial totalizando 216 Mtep o que seria suficiente para suprir o consumo nos níveis atuais por 219 anos. Além disso, ao contrário do que ocorre com o petróleo e com o gás natural, as reservas de carvão apresentam uma distribuição geográfica no mundo muito mais eqüitativas, sendo que 75 países possuem reservas expressivas. Esse fato isoladamente representa uma forte vantagem competitiva do carvão frente aos outros combustíveis fósseis.

Ainda assim, 57% das reservas recuperáveis encontram-se em três países: Estados Unidos (27%), Rússia (17%) e China (13%). Outros seis países respondem por 33%: Índia, Austrália, África do Sul, Ucrânia, Cazaquistão e Iugoslávia. Em 2002 esses nove países juntos representavam 90% das reservas recuperáveis mundiais e por 78% da produção. (LEHMAN BROTHERS)

O carvão é o combustível mais utilizado na geração de eletricidade no mundo, responsável por 39% em 2002. Tal participação deverá ser mantida de acordo com projeções oficiais da Agência Internacional de Energia e do DOE (IEA, 2005 e DOE 2005).

De acordo com o DOE (DOE, 2005), nas economias maduras há previsão de crescimento no consumo de carvão, que deverá sair de 2.067 milhões de toneladas em 2002 para 2.261 milhões de toneladas em 2015 e para 2.474 milhões de toneladas em 2025.

As reservas de carvão mineral no Brasil somaram 32 bilhões de toneladas em 2004, e a produção foi de aproximadamente 5,4 milhões de toneladas, o que possibilitou a produção de 2.153 mil tep de energia a partir desta fonte fóssil. Do total de energia primária produzida internamente, pouco mais de 1% foi proveniente do carvão. Do total da produção nacional, 94% atendem à demanda de carvão vapor e o restante, à de carvão metalúrgico (BEN, 2005).

¹³ Baseado em MARRECO et al (2006)

As reservas brasileiras de carvão mineral estão localizadas na região Sul, nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. O grande teor de cinzas *in natura* com camadas de pequenas espessuras, as condições geológicas adversas, a capacidade de produção sub-utilizada e, os contratos de suprimento com o setor elétrico por curtos períodos (em torno de três anos) são fatores que aumentam os custos de produção e não estimulam esforços financeiros para implantação de novas tecnologias de lavra e beneficiamento.

Ainda que o carvão nacional seja de baixa qualidade, a disponibilidade de reservas dessa fonte fóssil conjugada com o desenvolvimento de tecnologias menos poluentes (*clean coal technologies*) e a crescente demanda por energia elétrica no país poderão fazer com que não se descarte a expansão das termelétricas a carvão no Brasil.

A potência instalada atualmente é de 1.415 MW, sendo que, no último Leilão de Energia de Novos Empreendimentos, a usina Candiota III, em Candiota – RS, foi negociada e irá disponibilizar mais 542 MW de capacidade.

As usinas térmicas a carvão no Brasil operam em condições de flexibilidade parcial determinada por “*take or pay*” nos contratos de compra de carvão mineral e por condicionantes técnicas (fator de capacidade mínimo da ordem de 40%). A sua inflexibilidade na operação pode ser minorada com a estocagem do carvão quando as condições hidrológicas favoráveis desaconselharem sua operação. Vale ressaltar que, seguindo a tendência mundial, as usinas térmicas brasileiras a carvão operam com as mesmas tecnologias da época de sua implantação e seus despachos, em condições flexíveis, induzem a custos variáveis mais elevados, reduzindo a sua disponibilidade, em razão de maior número de intervenções corretivas, elevando seus custos operacionais.

De acordo com a ANEEL, há ainda a possibilidade de construção de mais 2.714,5 MW (desconsiderando a usina Candiota III), já outorgados. (ver tabela 6)

Tabela 6 - Potência Outorgada para Usinas Térmicas a carvão mineral no Brasil

Usina	Potência Outorgada (kW)	Localização
Seival	542.000	Candiota - RS
Sul Catarinense	440.300	Treviso - SC
Jacuí	350.200	Charqueadas - RS
Concórdia	5.000	Concórdia - SC
Sepetiba	1.377.000	Itaguaí - RJ
Total	2.714.500	-

Fonte: BIG (Aneel, 2006)

As novas térmicas a carvão devem situar-se próximas às minas devido às características do carvão nacional, que possui elevado conteúdo de inertes, o que não justifica seu transporte. A proximidade das minas permite a utilização de carvão “*in natura*”, porém impõe ao sistema elétrico a necessidade de reforços ou expansão do sistema de transmissão para o escoamento de energia.

Adicionalmente, a construção e operação de futuras usinas devem se adequar a uma legislação ambiental caracterizada por elevado nível de exigências, resultado de crescente preocupação com o meio ambiente. Em geral, verifica-se uma tendência à elaboração de projetos em que a termelétrica está associada a uma indústria que aproveita subprodutos da termelétrica em sua produção, como por exemplo, de sulfato de amônia (via amônia). Estes subprodutos, quando comercializados, representam mais uma fonte de receita.

Tanto no Brasil como no resto do mundo, as principais barreiras ao aumento do uso do carvão para geração termelétrica devem ser relacionadas aos impactos ambientais. A superação dessas barreiras passa pelo desenvolvimento de novas tecnologias capazes de minimizar os impactos.

A expansão do carvão mineral na matriz elétrica brasileira pode ser importante, pois proporciona aumento da diversidade de fontes, com menores riscos de câmbio e de variações de preço, ao contrário do que ocorre com o petróleo e o gás natural. Adicionalmente, o grau de nacionalização dos equipamentos para usinas alimentadas a carvão é hoje maior do que o dos adotados na geração a gás, o que melhora a oportunidade de empregos e de geração de renda por esse setor.

Por outro lado, a queima de carvão em termelétricas pode causar graves impactos ambientais, em razão da emissão de material particulado e de gases poluentes, dentre os quais se destacam o dióxido de carbono (CO_2), o dióxido de enxofre (SO_2) e os óxidos de nitrogênio (NO_x).

Das principais tecnologias para geração de energia a partir do carvão, as tecnologias de leito fluidizado e do carvão pulverizado são consideradas, no momento atual, as mais viáveis para utilização do carvão nacional. Em vista de se encontrar ainda em fase de desenvolvimento e de ter custos mais elevados em comparação com a tecnologia de leito fluidizado e Carvão Pulverizado, a opção IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*) não deve ser considerada ainda para introdução no Brasil (CARVALHO, 2005).

A tecnologia de carvão pulverizado é uma tecnologia comercial que pode ser usada na queima de carvões de baixa qualidade. Existem várias unidades na Espanha, no México e na Índia (carvões com qualidade equivalente às dos carvões nacionais) e nas UTEs Presidente Médici (Candiota), Jorge Lacerda e Charqueadas. Neste caso, o carvão é queimado sob a forma de partículas pulverizadas, o que aumenta substancialmente a eficiência da combustão e da conversão, conforme destaca a ANEEL.

É considerada uma “*tecnologia de queima limpa de carvão*” quando complementada por sistemas modernos de controle de NO_x , de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado. Os sistemas de FGD podem ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes (a remoção de enxofre pode chegar a 96% e a remoção de material particulado pode atingir 99,99%). A maior capacidade possível para uma caldeira única de carvão pulverizado está na faixa de 500 a 600 MW.

A tecnologia de combustão em leito fluidizado à pressão atmosférica (AFBC) é uma tecnologia comercial que pode ser utilizada com uma grande variedade de combustíveis, incluindo combustíveis sólidos de baixa qualidade. O leito fluidizado permite a queima do combustível em temperaturas relativamente mais baixas e, por isso, há menor produção de NO_x (em torno de 90% menos) no gás de saída. Caracteriza-se pelo uso de um material absorvente sólido em uma caldeira na qual o ar atmosférico e o combustível são introduzidos para combustão. O material sólido

típico é o calcário, que torna possível um alto grau de remoção de enxofre. A remoção de enxofre fica tipicamente limitada à faixa de 90/92% e níveis de remoção de enxofre superiores a 95% podem ser tecnicamente viáveis, porém são menos econômicos devido ao significativo aumento da quantidade necessária de calcário e à redução da eficiência de queima da caldeira.

Deste modo, novas usinas deverão ser contempladas considerando uma das seguintes tecnologias:

- Carvão Pulverizado (PF) com dessulfuração de gás de combustão com base em calcário ou amônia (FGD)
- Combustão em Leito Fluidizado à pressão Atmosférica (AFBC)

Além da evolução nas tecnologias de processamento do carvão para produção de energia, os processos de beneficiamento de carvão para remoção de enxofre e cinzas antes da sua combustão também contribuem para a redução de emissões. Para se obter eficácia em custo, deve ser selecionado um processo tal que se obtenha uma redução nos níveis de enxofre e cinzas sem uma perda desproporcional do produto (toneladas de carvão) e sem custos excessivos de capital e de operação. As novas tecnologias que vêm sendo introduzidas são mais apropriadas à queima direta, dispensando as etapas de beneficiamento.

No caso do carvão de Santa Catarina e Paraná, seu beneficiamento resulta em rejeitos com alta concentração de enxofre e que podem causar danos ao meio ambiente, caso não sejam convenientemente dispostos, o que eleva significativamente os custos de operação. No caso de Candiota, testes e análises executados para avaliar o potencial de beneficiamento concluíram que o processo é ainda anti-econômico, devido principalmente às propriedades higroscópicas do carvão da região.

Considerando-se a expansão do setor de geração termelétrica a carvão no Paraná, deve-se ter em conta que as reservas da região têm elevado teor de enxofre, o que implica na necessidade de instalação de equipamentos e uso de produtos redutores de emissões de teor de enxofre. Em torno de 76% do carvão beneficiado são recuperados na região e a potência de uma nova usina é limitada pela reserva de carvão existente (reservas em 2000: 95,4 milhões de toneladas). O tipo de tecnologia

mais indicado seria a de leito fluidizado associado ao beneficiamento do carvão ou à dessulfuração de gás de combustão.

No caso de Santa Catarina, as minas de carvão são subterrâneas e a extração deve ser mecanizada, o que torna o seu custo elevado. Neste caso, a potência das minas é limitada pela tecnologia. A região de Santa Catarina caracterizou-se, no passado, pela mineração sem preocupação com o meio ambiente, o que resultou em um passivo ambiental significativo que deve ser recuperado. A degradação ambiental pode ser eliminada pela utilização dos rejeitos com elevada concentração de enxofre em uma mistura com carvão energético, originário de nova produção, como combustível em usinas termelétricas. A tecnologia recomendada para os projetos na região é a de leito fluidizado com dessulfuração de gás com amônia, cuja capacidade máxima unitária da caldeira é limitada entre 250 e 350 MW.

No Rio Grande do Sul as minas são geralmente a céu aberto, o que reduz o custo de extração do carvão. Os projetos de geração termelétrica de maior competitividade localizam-se junto às áreas de extração e próximos à fronteira com o Uruguai, onde a legislação ambiental é mais rigorosa quanto às emissões. A região carbonífera próxima a Porto Alegre, junto ao Baixo Jacuí, pela densidade populacional e a concentração industrial, exigem, também, maiores investimentos para implantação de projetos de geração de energia elétrica. Para a Região de Candiota, as tecnologias atuais que mais se adaptam, do ponto de vista econômico, são a de Carvão Pulverizado (PC) com dessulfuração de gás de combustão e Leito Fluidizado Atmosférico (AFBC).

A maior capacidade possível para uma caldeira única de carvão pulverizado (PC) está na faixa de 500 a 600 MW e é adequada do ponto de vista de benefícios por economia de escala nos custos de mineração, capital e operação.

A dessulfuração de gás de combustão (FGD) utilizada nos projetos pode ser com calcário da região e do Uruguai ou com amônia importada. Além disso, como subprodutos são obtidos o sulfato de amônia e o gesso e o sulfato de amônia que podem ser comercializados no país e exportado, tornando-se insumos para a instalação de um pólo industrial na região. A Região do Baixo Jacuí apresenta características de extração de carvão a céu aberto, porém, as minas são mais profundas que as de Candiota, o que reflete no preço do produto extraído.

A tabela 7 apresenta a origem do carvão empregado em cada usina térmica brasileira, assim como o preço pago por cada um deles.

Tabela 7 – Origem do Carvão empregado e preços

Usina	Contrato (t/mês)	Fornecedor	Mina	Preços em maio de 2005 (R\$/t)	Data do reajuste
Presidente Médici	133.333	CRM	Candiota	40,63	Abril
São Jerônimo	6.500	CRM	Leão I	100,06	Maio
Jorge Lacerda	200.000	CCCE	SIECESC	138,68	Setembro
Charqueadas	28.886	COPELMI	Recreio	68,69	Maio
Figueira	6.500	CAMBUÍ	Cambuí	208,49	Janeiro

Obs: CRM: Companhia Rio Grandense de Mineração

CCCE: Consórcio Catarinense de carvão energético

Fonte: CARVALHO, 2005.

Além das usinas Seival e USITESC, existem outros projetos concretos de suprimento de energia a partir do carvão (tabela 8 , conforme estudo do Ministério de Minas e Energia (CARVALHO, 2005).

Tabela 8 – Perspectivas concretas de projetos de Usinas Temelétricas a Carvão

Nome/Empresa	Localização	Potência (Mw)	Custo EPC (milhões US\$)
Jacuí/ELEJA	Charqueadas-RS	357	300
Candiota III /CGTEE	Candiota -RS	350	280
CTSul (CTSul)	Cachoeira do Sul - RS	650	750
CTSUL II (CTsul)	Cachoeira do Sul -RS	325	375
Figueira II (Copel ECC)	Figueira -PR	126	120
		2810	1845

Fonte: CARVALHO, 2005

Para fins da expansão da geração a carvão na matriz energética brasileira, foram consideradas três possibilidades: a geração em térmicas a partir do carvão nacional com tecnologia de carvão pulverizado, a geração em térmicas a partir do carvão nacional com tecnologia de queima em leito fluidizado à pressão atmosférica, e por fim, a geração em térmicas a partir de carvão importado (considerado possibilidades

de importação de carvão da Colômbia, ou mesmo da África) com tecnologia de carvão pulverizado.

A incerteza no caso da geração térmica a carvão é bem menor do que nas térmicas a gás natural ou mesmo a óleo. Existe incerteza no valor do investimento inicial, em grande parte proveniente da incerteza relacionada à possíveis restrições ambientais e também no custo do carvão, que tende a ser menos volátil que os seus concorrentes energéticos.

As premissas e resultados do cálculo dos custos médios de geração são apresentados nas tabelas 9 a 11 a seguir:

Tabela 9 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina Termelétrica		Carvão Importado		
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Preço do Carvão	US\$/t (C&F)	48,10	56,30	60,10
Capex	US\$/kW	800	1.000	1.400
Poder Calorífico	26.796	KJ/Kg		
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M	15,50	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		55,3	121,66	
Médio		63,36	139,39	
Máximo		72,39	159,26	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 10 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina Termelétrica		Carvão Nacional Pulverizado		
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Preço do Carvão	US\$/t (C&F)	33,70	41,80	47,80
Capex	US\$/kW	1.300	1.400	1.500
Poder Calorífico	26.879	KJ/Kg		
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M	15,50	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		60,34	132,75	
Médio		65,22	143,48	
Máximo		69,80	153,56	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 11 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de Geração

Usina Termelétrica		Carvão Nacional Leito Fluidizado		
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Preço do Carvão	US\$/t (C&F)	33,70	41,80	47,80
Capex	US\$/kW	1.450	1.600	1.700
Poder Calorífico	26.879	KJ/Kg		
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
O&M	15,50	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		63,64	140,01	
Médio		69,28	152,42	
Máximo		74,36	163,59	

Fonte: Elaboração própria

5.2.4. Usinas Nucleares

A discussão sobre a expansão da geração nuclear no Brasil não se encerra na questão da decisão de abandonar ou finalizar a construção de Angra III.

Tendências de aumento das restrições ambientais e de aumento dos preços do gás e dos derivados do petróleo atraem atenção para uma retomada da expansão da energia nuclear em todo o mundo.

De acordo com dados da Agência Internacional de Energia Atômica, o Brasil possui 88,45 EJ em reservas de urânio (essencialmente recuperáveis). A decisão de construir uma unidade de geração nuclear foi em 1970 quando foi contato um projeto *turn-key* para construção da usina de Angra I, com um reator do tipo PWR da Westinghouse Electric Corporation. As obras foram iniciadas em 1971, mas a usina entrou em operação efetivamente a partir de 1982. Em 1975, ainda sob o regime militar, o Brasil firmou com a Alemanha um acordo de cooperação na área nuclear. Pelo acordo, seriam instalados mais oito reatores PWR de 1.300 MW cada no país: dois em Angra dos Reis, ao lado de Angra 1, e outros seis no litoral sul do Estado de São Paulo. A construção de Angra II foi iniciada em 1976, mas em conseqüências de inúmeras interrupções só entrou em operação em julho de 2000, produzindo cerca de 20% a 25% do que poderia. Apenas em novembro de 2000 Angra II passaria a operar com potência média de 1.300 MW.

A terceira estação, Angra III, similar à Angra II teve sua construção paralisada em 1992 por motivos econômicos e é o pivô de grandes debates acerca da expansão da energia nuclear atualmente.

Existem importantes vantagens e desvantagens a serem consideradas na discussão da polêmica expansão da geração nuclear.

Dentre as principais preocupações destacam-se:

- Os custos. Elevados investimentos de capital, o que reduz sua competitividade diante de outras fontes. Uma unidade de 1.350MW com custos operacionais em torno de 1.600US\$/kW demandaria um investimento inicial de US\$2.16 bilhões. Os custos de operação também são elevados. No Brasil, o custo operacional estimado para a usina

de Angra III é de 1.700 US\$/kW. Tendo em vista os riscos de atraso foi estimado que esse custo por kW instalado poderia chegar a 2.500US\$/kW

A energia nuclear torna-se mais competitiva, em termos econômicos, se os custos sociais com a emissão de carbono passam a ser internalizados na análise.

- A segurança. A energia nuclear está associada a efeitos adversos para segurança, para o meio ambiente e para a saúde, desde os acidentes com os reatores de Three Mile Island em 1979 e de Chernobyl em 1986.

- Proliferação de Armas Nucleares. Existe uma crescente preocupação com os usos não pacíficos da tecnologia nuclear.

- Os Resíduos. A energia nuclear ainda não tem uma solução para o gerenciamento dos resíduos radioativos. Os chamados “*rejeitos*” podem ser classificados de acordo com o grau de radioatividade que apresentam. Os de alta radioatividade consistem principalmente de combustível irradiado vindo do núcleo dos reatores (embora a indústria nuclear não o considere como lixo) e de efluentes líquidos produzidos durante o reprocessamento. A remoção do plutônio por reprocessamento resulta em um volume enorme desses efluentes líquidos radioativos. O combustível nuclear altamente radioativo que é retirado dos reatores fica, temporariamente, estocado em piscinas de resfriamento cheias de água. Como as piscinas de muitos reatores estão atingindo a sua capacidade de estocagem rapidamente, estes terão que ser fechados em breve, devido à falta de espaço para colocação desse lixo mortal.

- Os custos e locais para o descomissionamento das usinas ao final de sua vida útil também representam dificuldades na análise de viabilidade de novas unidades.

Além dessas, a construção de uma unidade de geração termonuclear levaria no mínimo 4 anos, enquanto uma termelétrica convencional poderia iniciar suas operações em até 2 anos;

Por outro lado, existem vantagens econômicas tais como:

- Custos de operações (combustível, essencialmente) baixos e previsíveis. O urânio representa apenas uma pequena parte do custo de produção total do combustível, e com isso a energia estaria menos sujeita a variações de custos.

- Elevado fator de capacidade.

- Vida útil longa. Nos Estados Unidos as centrais de geração nuclear estão sendo projetadas para uma vida útil de 60 anos, enquanto a vida útil das demais termelétricas não passa de 30 anos.

- Além disso, a energia nuclear não emite gases de efeito estufa, se adequa para atender às necessidades de atendimento da base do sistema e o Brasil, dono da sexta maior reserva mineral de urânio do mundo¹⁴, desde a década de 80 domina a tecnologia de enriquecimento, desenvolvida pelo Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (Ipen). Nesse ponto algumas questões são levantadas. O aproveitamento real dessas reservas ainda é questionável. Além disso, existem os impactos da extração do urânio e a viabilidade econômica do enriquecimento depende de uma escala de produção que exige em torno de 10 usinas de 1.200KW. (MARRECO, 2006)

O enriquecimento de urânio é o processo pelo qual se aumenta a concentração de um de seus isótopos, o ^{235}U , que é muito pequena no urânio natural (cerca de 0,7%). O isótopo ^{238}U é o mais abundante na natureza (cerca de 99,3%), porém o ^{235}U é mais adequado para produção de energia. Por isso, a maioria dos reatores nucleares atuais opera com urânio enriquecido.

A partir de 2000, o país passou a fazer parte do seleto grupo de países que enriquecem urânio em escala comercial para ser usado como combustível em usinas nucleares e gerar energia elétrica. Atualmente apenas seis países dominam a tecnologia de ultracentrifugação: Rússia, China, Japão e um consórcio europeu (Urenco) formado por Holanda, Alemanha e Inglaterra. A ultracentrifugação enriquece o urânio de 0,7% para 0,9%. Para se ter o urânio para a confecção de uma bomba atômica, por exemplo, o urânio tem que ser enriquecido a mais de 90%.

¹⁴ Cerca de 46% das reservas de urânio conhecidas no Brasil estão localizadas no Ceará. Outros 33% estão em Lagoa Real e Caetité, na Bahia, onde é feita atualmente a extração do minério no país. A reserva de Caldas, em Minas Gerais, depois de ter sido explorada por quase 20 anos, já não é mais viável economicamente, sendo a área considerada para destinação de rejeitos nucleares.

Sobre a questão da proliferação de armas nucleares, no Brasil, a Constituição Federal, em seu artigo 21, proíbe a utilização da energia nuclear para fins que não sejam exclusivamente pacíficos. Além do Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares, firmado em 1997, o Brasil também é signatário do Acordo Quadripartite para a Aplicação de Salvaguardas, em vigor desde 1994. No entanto, o fato de ser detentor de tecnologia de enriquecimento de urânio e signatário do TNPAN (Tratado de Não Proliferação de Armas Nucleares) não necessariamente tira o foco do país quanto à não proliferação de armas nucleares, uma vez que o mundo está sob grande pressão neste aspecto. A capacidade do país em garantir que material físsil não sofra desvios é essencial e pode representar custos significativos para o projeto. Apesar da polêmica em torno desse tipo de energia, que se justifica pelo perigo representado pelos resíduos radioativos, ela é hoje utilizada em diversas áreas do conhecimento, sendo responsável por avanços tecnológicos de grande importância no meio científico internacional.

Novas tecnologias de reatores nucleares têm sido desenvolvidas para aumentar a segurança na operação das usinas nucleares. Na África do Sul, começaram a ser implantados os reatores modulares denominados Pebble Bed, com o uso de uma tecnologia que elimina a possibilidade de superaquecimento do combustível e, em consequência, o risco de vazamento radioativo. Já estão em operação reatores evolucionários (BWR avançado - ABWR e PWR avançado – APWR) que tratam acidentes com perda de refrigerante como um evento enquadrado dentro dos critérios de projeto e não como um acidente excepcional. Esses modelos apresentam características avançadas de segurança e eficiência, aliadas a um custo inferior e à menor produção de rejeitos. O Brasil participa no desenvolvimento do reator IRIS – Reator Internacional Seguro e Inovador e do projeto do PBMR.

A tecnologia de enriquecimento isotópico de urânio com *laser* possui diversas aplicações, desde o desenvolvimento de combustível para reatores de pequeno porte para utilização em submarinos, até para geração de energia elétrica através de Unidades Autônomas Compactas de Produção de Energia. A técnica, que já atingiu resultados somente alcançados em laboratórios instalados em seis países (EUA, Inglaterra, França, Japão, Rússia e China), poderá ser aplicada também na produção de radiofármacos (substâncias radioativas para o uso no diagnóstico e tratamento de doenças, principalmente o câncer) e no desenvolvimento de novos materiais como, por exemplo, ligas metálicas e materiais magnéticos.

No Brasil, a geração nuclear pode representar a oportunidade de desenvolvimento de regiões de difícil acesso pelos sistemas de transmissão ou mesmo para o transporte do gás, carvão ou outro combustível para geração de energia elétrica. Por outro lado a escolha dos locais de instalação de novas usinas constitui um outro dilema. O uso de grandes volumes de água para resfriamento das usinas impõe proximidades dos corpos d'água, restringindo a sua instalação. Naturalmente todos os benefícios, os riscos e os impactos associados à tecnologia nuclear precisam ser ponderados na elaboração de uma política energética nacional séria com foco no objetivo maior de desenvolvimento sustentável do país.

A tabela 12 a seguir apresenta os resultados dos custos médios de geração da geração nuclear no Brasil. Os valores de referência dos custos de combustível, O&M e descomissionamento foram baseados em TOLMASQUIM (2005).

Tabela 12 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de geração

Usina Termelétrica	Nuclear			
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Capex	US\$/kW	1.700	2.000	2.500
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
Combustível	4,36	US\$/MWh		
O&M	6,80	US\$/MWh		
Descomissionamento	0,74	US\$/MWh		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		59,8	131,56	
Médio		68,04	149,69	
Máximo		78,01	171,62	

Fonte: Elaboração própria

5.2.5. Usinas Termelétricas a biomassa

A bioenergia é uma das opções-chave no processo de mitigação dos impactos gerados pelas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera e na substituição dos combustíveis fósseis.

Nos últimos 10 a 15 anos a União Européia aumentou o uso da biomassa para aquecimento e geração de energia elétrica a taxas de 2% e 9% ao ano respectivamente. Praticamente todos os países da Europa incluíram a bioenergia em suas políticas energéticas e climáticas mais recentes. De acordo com as metas estabelecidas pela União Européia, em 2010 10% do suprimento energético deverá ser proveniente da biomassa. A Comunidade Européia tem incentivado o uso da bioenergia desde a década de 80 sob várias perspectivas que podem ser evidenciadas em diversas políticas e metas, diretivas e programas de pesquisa. Dentre as principais políticas adotadas inserem-se mecanismos de compensação, reduções de impostos, vantagens tarifárias, definição de cotas, etc.

O atendimento a metas dessa natureza requer esforços de coordenação e políticas específicas uma vez que a bioenergia relaciona-se com muitas outras áreas tecnológicas e políticas. Além disso, a disponibilidade e o uso da biomassa relacionam-se diretamente com outros setores da economia tais como: agricultura, florestas, produção de alimentos, de papel e celulose, materiais de construção além dos usos energéticos. Tal fato, se por um lado agrega imensa flexibilidade para o uso da biomassa, por outro representa um conflito potencial de interesses, aumentando a complexidade desses projetos.

Historicamente a biomassa tem tido um importante papel no suprimento de energia no Brasil. De acordo com dados do último BEN a biomassa representou 29,6% da oferta interna de energia em 2004, a segunda maior participação depois do petróleo e derivados. Em 2004 foram produzidos 252,4 mil barris/dia de etanol. A produção de lenha atingiu 90,8 milhões de toneladas, um crescimento de 8,5% em relação ao ano anterior. Estima-se que o aproveitamento energético eficiente da biomassa da cana processada em 2004, empregando tecnologias disponíveis, poderia ter elevado a produção de bioeletricidade de 10 TWh para 60 TWh ou mais, cerca de 1/6 da oferta brasileira de energia elétrica.

O Brasil é considerado uma referência mundial na questão da biomassa, graças ao sucesso do programa PROALCOOL lançado na década de 70 para diminuir a dependência externa do petróleo no período dos choques.

Atualmente o país é o maior produtor mundial de cana de açúcar, graças a condições propícias de solo e clima. São 320 unidades que na última safra produziram 26.515.086 toneladas de açúcar, 8.216.326 m³ de álcool anidro e 7.058.920 m³ de álcool hidratado a partir de 383,245,199 toneladas de cana de açúcar. As fábricas processam, em média, 1,5 milhão de toneladas de cana-de-açúcar por ano. As dez maiores usinas esmagam entre 3,6 milhões e 6,8 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, por unidade, durante a safra, produzindo, também por planta industrial, entre 298 mil toneladas e 455 mil toneladas de açúcar e de 174,2 milhões de litros a 328,8 milhões de litros de etanol. Em regime normal de operação de mercado, o rendimento médio nacional para cada tonelada de cana-de-açúcar moída fornece 71 kg de açúcar, 42 litros de álcool ou 11,5 toneladas de açúcares totais recuperáveis por hectare de cana-de-açúcar cultivada. O uso de bagaço como combustível equivale a 17,5 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, o que corresponde a todo o Gás Natural e ao óleo combustível usados no País.

Um fato importante é que a energia renovável produzida pelas usinas para uso externo, hoje principalmente etanol, é cerca de nove vezes maior que o insumo fóssil utilizado na sua produção, tornando o processo o mais atraente entre os usos comerciais de energia alternativa no mundo, sob o ponto de vista de sustentabilidade, com a redução de emissões de gases de efeito estufa em cerca de 12,7 milhões de t de Carbono (equivalente). A substituição da gasolina por etanol evitou emissões de 27,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono no Brasil em 2003. Adicionalmente, a agroindústria sucroalcooleira do País gera 1 milhão de empregos diretos e abriga 60 mil produtores rurais que fornecem cana-de-açúcar.

O Brasil oferece algumas oportunidades para geração de eletricidade a partir da biomassa. O babaçu pode ser cultivado em áreas complementares ao cultivo da cana de açúcar e adotado como biomassa alternativa em um sistema energético. Da mesma forma o bambu também poderia ser cultivado em regime complementar ao da cana de açúcar.

Embora o volume de resíduos gerados na produção agrícola seja muito elevado (mais de 100 milhões de toneladas anuais, somente com milho e soja) uma parte relativamente pequena seria aproveitável para energia hoje na ausência de tecnologia/custos adequados de coleta e transporte. Um levantamento recente feito pelo CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, avalia a produção total de resíduos de grãos mais importantes no país como sendo: Milho (palha, sabugo; deixados no campo) 54,4 milhões t; Soja (deixados no campo) 47,8 milhões de toneladas; arroz (casca, concentrada no beneficiamento) 3,4 milhões de toneladas e trigo (casca, concentrada no beneficiamento) 2,6 milhões de toneladas. Destes, apenas as parcelas referentes a arroz e trigo seriam aproveitáveis hoje. O milho pode vir a ser importante, porque os volumes expressivos têm levado (no exterior) ao desenvolvimento de sistemas de colheita prevendo a recuperação dos resíduos. Sistemas de conversão para a palha de arroz têm sido implantados em dezenas de unidades produtoras. O aproveitamento de todos esses resíduos poderia gerar até 120 TWh/ano, de acordo com dados do CENBIO.

A produção econômica de lenha, oriunda de formações cultivadas ou de manejo racional, em bases sustentáveis é talvez um dos maiores desafios que se colocam ante as perspectivas favoráveis para intensificar a participação da biomassa na oferta de eletricidade. O Brasil dispõe de razoável experiência na implantação de florestas homogêneas com alta produtividade, inclusive incorporando modernas técnicas de engenharia genética, mas a difusão de métodos de manejo sustentado de formações nativas ainda é limitada.

O setor de papel e celulose produziu em 2005 10 milhões de toneladas de celulose e 8,6 milhões de toneladas de papel, fabricados exclusivamente a partir de madeira de florestas plantadas em uma área de 1,6 milhão de hectares. O setor merece uma atenção especial, pelo seu alto consumo de energia elétrica (14 TWh em 2004) e por suas possibilidades excepcionais para a co-geração com combustível próprio e renovável.

O Governo Federal tem se empenhado em aproveitar a vocação para energias renováveis no país. Nesse sentido, destacam-se iniciativas como a criação do PROINFA, do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel e as recentes Diretrizes Políticas de Agroenergia.

Criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas estabelece a contratação de 3.300 MW de energia no SIN, produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte. A iniciativa, de caráter estrutural, visa alavancar os ganhos de escala, a aprendizagem tecnológica, a competitividade industrial nos mercados interno e externo e, sobretudo, a identificação e a apropriação dos benefícios técnicos, ambientais e socioeconômicos na definição da competitividade econômico-energética de projetos de geração que utilizem fontes limpas e sustentáveis.

No final de 2005, o Governo Federal, através dos Ministérios da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, de Ciência e Tecnologia, de Minas e Energia, e de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, publicou as diretrizes da política de agroenergia, que abrange quatro vertentes principais: (a) álcool; (b) biodiesel; (c) florestas energéticas cultivadas e (d) resíduos agroflorestais. Os principais objetivos declarados nessa política envolvem a expansão do etanol; a implantação da cadeia do biodiesel; o aproveitamento de resíduos e a expansão de florestas energéticas cultivadas; a conciliação desses objetivos com a produção de alimentos; o desenvolvimento tecnológico, a geração de emprego e renda, buscando a sustentabilidade dos sistemas produtivos e a valorização das vocações regionais.

Baseado nessas diretrizes pode-se afirmar que as perspectivas para o aproveitamento energético da biomassa no Brasil são extremamente favoráveis. No entanto, o sucesso desses objetivos depende fundamentalmente da elaboração de uma Política Energética Nacional Unificada, com metas claras e que seja capaz de conciliar objetivos energéticos e sócio-ambientais, em harmonia com as políticas econômicas e respeitando as características regionais e as leis de mercado. As inter-relações da biomassa com outras áreas impõem a necessidade de estratégias coordenadas.

Para fins da expansão da geração de energia elétrica no Brasil nos próximos 20 anos, é essencial considerar o aumento da participação da biomassa, apostando que existirão políticas específicas visando melhorar a competitividade da biomassa como combustível. Foram considerados no cálculo do custo planejado da biomassa, os limites e parâmetros apresentados na tabela 13 a seguir.

Tabela 13 - Parâmetros e Resultados dos Custos Médios de geração para Usinas Termelétricas a Biomassa

Usina Termelétrica	Biomassa			
Incertezas		Mínimo	Mais Provável	Máximo
Combustível	US\$/MWh	10	11,25	14
Capex	US\$/kW	700	750	1.000
Taxa de Câmbio	2,20	R\$/US\$		
Fator de Disponibilidade	93,00	%		
Fator de Capacidade	58,33	%		
O&M Fixo	28,00	US\$/kW		
Pis	1,65	%		
Cofins	7,60	%		
CPMF	0,38	%		
IR	25,00	%		
CSLL	9,00	%		
ICMS	18,00	%		
Custo do Capital Próprio	12,00	%		
Estrutura de Capital	70/30			
Custo da Dívida	Libor + 1%			
Resultados dos Custos Planificados				
		US\$/MWh	R\$/MWh	
Mínimo		37,70	82,94	
Médio		43,10	94,82	
Máximo		47,41	104,30	

Fonte: Elaboração própria

A expansão da biomassa apresenta limitações tanto no que diz respeito à eficiência quanto na sua própria produção para uso energético no que se refere à área cultivada. Além disso, a geração a partir da biomassa estaria sujeita ao período das safras e, portanto seria inadequada para o suprimento da base da curva de carga.

5.3. As Opções da Expansão

Os resultados dos cálculos dos valores das opções em cada instante do tempo estão na tabela 12 do Anexo A, e os valores para a data inicial estão representados no gráfico da figura 13 a seguir.

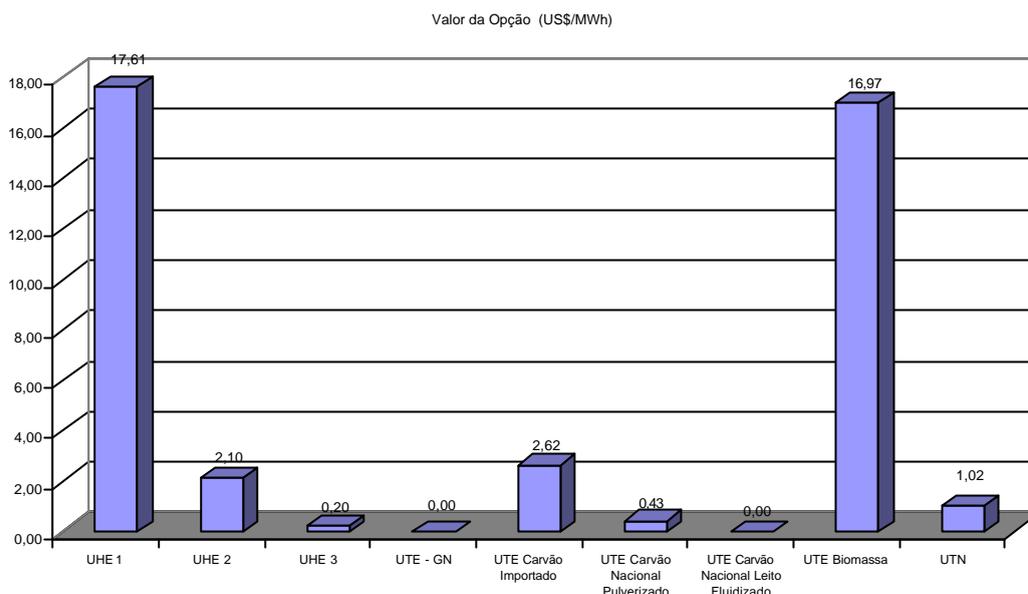


Figura 13 – Resultados dos Valores das Opções de Expansão em 2007
Fonte: Elaboração própria

A figura 14 ilustra os resultados dos custos médios de geração calculados.

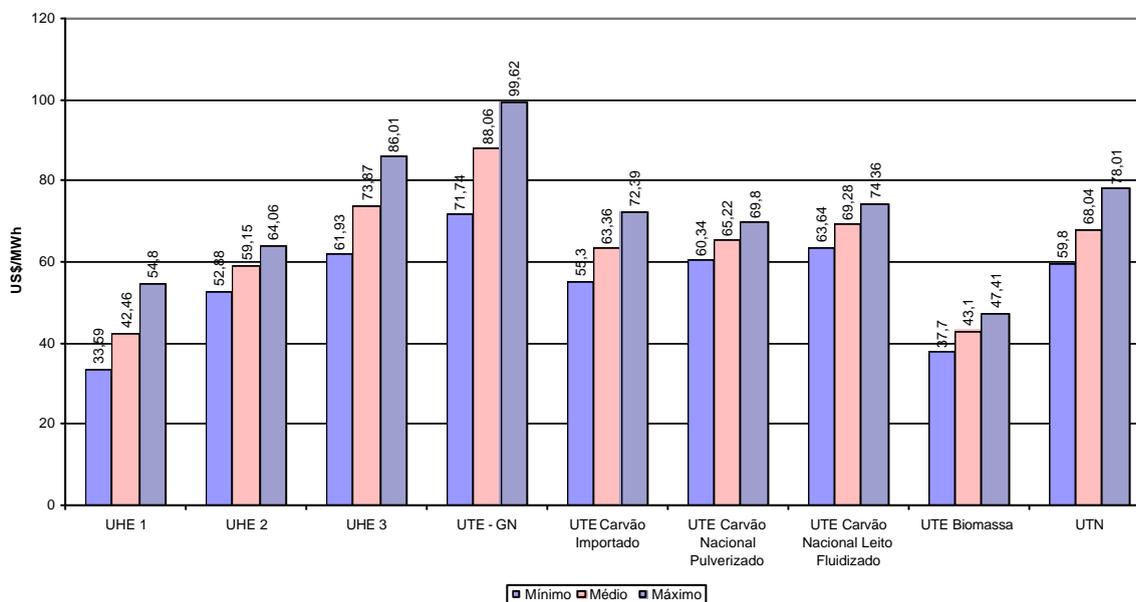


Figura 14 – Resultados dos Custos Médios de Geração calculados a partir da SMC.
Fonte: Elaboração própria

Os valores apresentados na figura 14 acima, representam portanto, quanto vale cada opção de expansão no instante inicial do planejamento, e deverá ser interpretado da seguinte forma: quanto maior o valor da opção da expansão de uma dada tecnologia, maior deverá ser a chance de manter os custos da expansão próximos ou até mesmo menores do que o valor do custo marginal de expansão definido pelo mercado. Portanto, menores deverão ser os custos da expansão para os consumidores, já levando em conta os riscos e as incertezas existentes em cada alternativa.

A otimização do portfolio é feita com base nos limites de aumento da capacidade estabelecidos conforme valores do PNE 2030, e estão detalhados a seguir:

$F_1 E_1 \leq 34,25$ ¹⁵; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina hidrelétrica a ser instalada no patamar 1, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 7 GW;

$F_2 E_2 \leq 41,25$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina hidrelétrica a ser instalada no patamar 2, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 8,5 GW;

$F_3 E_3 \leq 332,75$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina hidrelétrica a ser instalada no patamar 3, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 68 GW

$F_4 E_4^1 \leq 12,09$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a gás natural até 2011, em TWh; . Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 1,5 GW, conforme disponibilidade de gás informada pela Petrobras;

¹⁵ Os valores limites foram calculados a partir das estimativas de aumento da capacidade instalada, conforme o PNE 2030. Assim, por exemplo, dado que o aumento possível para expansão de hidrelétricas no patamar 1 de investimentos no PNE 2030 era de um aumento da capacidade instalada de 7.000MW, a energia máxima a ser gerada por esse aumento no sistema brasileiro é calculada da seguinte forma: 7.000 MW x 8.760 horas x 0,5586 (Fator de Capacidade média das hidrelétricas brasileiras) = 34,25 TWh.

$F_4 E_4^2 \leq 33,51$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a gás natural de 2012 até 2027, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 4,5 GW.

$F_6 E_6 \leq 23,83$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a carvão nacional pulverizado, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 3,2 GW, conforme disponibilidade de carvão nacional apresentada em MARRECO et al. (2006);

$F_7 E_7 \leq 23,83$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a carvão nacional em leito fluidizado, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 3,2 GW, conforme disponibilidade de carvão nacional apresentada em MARRECO et al. (2006);

$F_8 E_8 \leq 59,57$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termonuclear, em TWh; Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 8 GW.

$F_9 E_9^1 \leq 30,66$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a biomassa até 2015, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 6 GW, conforme disponibilidade de safra estimada no PDEE.

$F_9 E_9^2 \leq 61,00$; representando o limite de energia teórico possível de ser gerado a partir de usina termelétrica a biomassa de 2016 até 2027, em TWh. Esse valor é equivalente a um aumento da capacidade instalada de 12 GW.

6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

A aplicação prática do modelo de Opções Reais para o planejamento da Expansão da Geração do Sistema Elétrico Brasileiro será ilustrada a partir de um estudo de caso para o período de 2007 a 2027.

É importante ressaltar que as usinas planejadas para entrada em operação a partir de 2007 tiveram seu cronograma de implantação mantido. Dessa forma, nos primeiros anos do horizonte de planejamento, predominou a lógica da expansão existente, havendo pouco espaço para incrementos baseados no modelo de Opções Reais.

A demanda foi estimada em linha com o Plano Nacional de Energia no seu cenário B1. A consumo de energia elétrica deverá crescer em média 4% ao ano no período de 20 anos, escalonado da seguinte forma: 5,3% ao ano até 2010; 5% ao ano de 2011 a 2015; 3,5% ao ano de 2016 a 2020, e 3% ao ano de 2021 em diante. Com isso a demanda em 2027 estará em 901,46 TWh.

O detalhamento ano a ano da capacidade instalada total e por fonte resultantes do modelo de expansão proposto são apresentados nas tabelas 18 a 25 do Anexo A.

A análise dos resultados obtidos revela significativas alterações na matriz de geração de energia elétrica no país, conforme ilustrado na figura 15.

Em contrapartida, a geração termelétrica a partir da biomassa cresce até atingir os limites propostos no modelo, realçando as suas vantagens em termos de custos e inclusive sob a ótica ambiental. A participação da biomassa na geração começa a declinar a partir de 2022 em função de ter atingido os limites de safra estipulados na premissa do modelo. A biomassa passa dos atuais 4,6% na matriz elétrica atual para 11% em 2027, tendo atingido um pico de 12,4% em 2022.

O carvão também apresenta um crescimento bastante significativo no período principalmente o carvão importado que se apresenta custos mais competitivos e qualidade superior à do carvão nacional. Estima-se que novas térmicas a carvão cheguem a representar 8% da capacidade instalada no país em 2027.

Novas usinas Nucleares também deverão ser instaladas, aumentando a capacidade instalada para 10 GW em 2027.

A figura 16 ilustra a evolução da capacidade instalada a partir dos resultados do Modelo de Opções Reais da Expansão, e mostra que seguindo uma tendência mundial, tanto o carvão como a geração nuclear no Brasil deverão crescer nos próximos 20 anos.

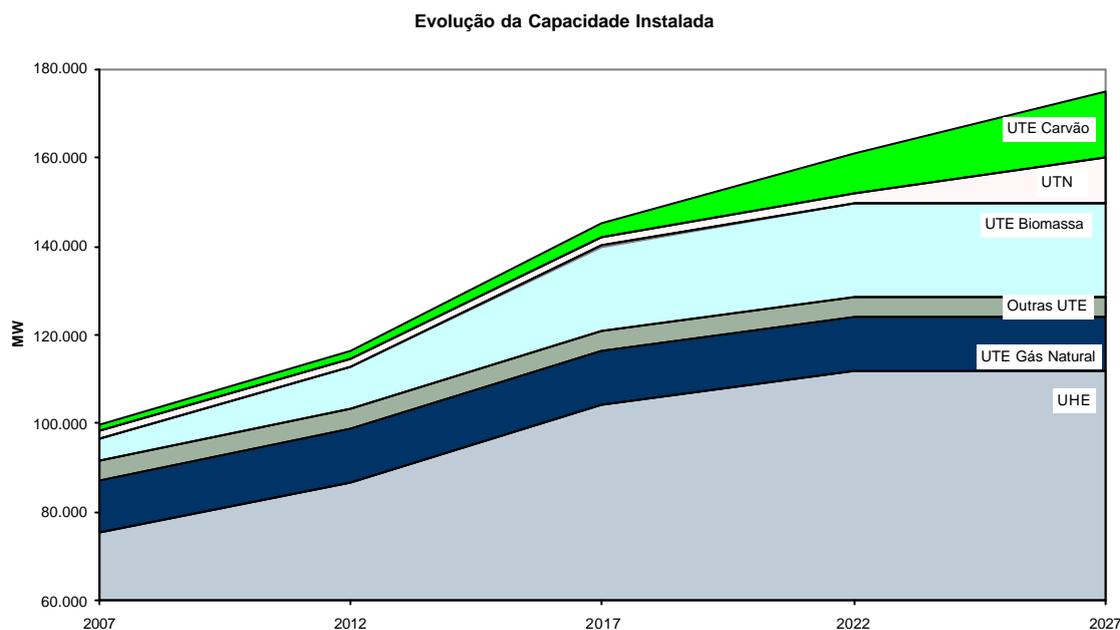


Figura 16 – Evolução da Capacidade Instalada para geração de energia elétrica no Brasil
Fonte: Elaboração própria

Em 20 anos a participação da geração hidrelétrica deverá passar de 69,6% para 59,9%. A maior parte dessa diferença deverá ser suprida por usinas termelétricas, principalmente a carvão e a biomassa. A geração nuclear também tem sua participação crescente nesse horizonte mostrando que em benefício da diversificação das fontes e também do meio ambiente a energia nuclear poderá ser uma alternativa interessante para o Brasil.

A figura 17 apresenta uma síntese dos resultados obtidos pela comparação da relação hídricas x térmicas em 2007 e em 2027 como resultado do modelo de Opções Reais para o Planejamento da Expansão no Brasil.

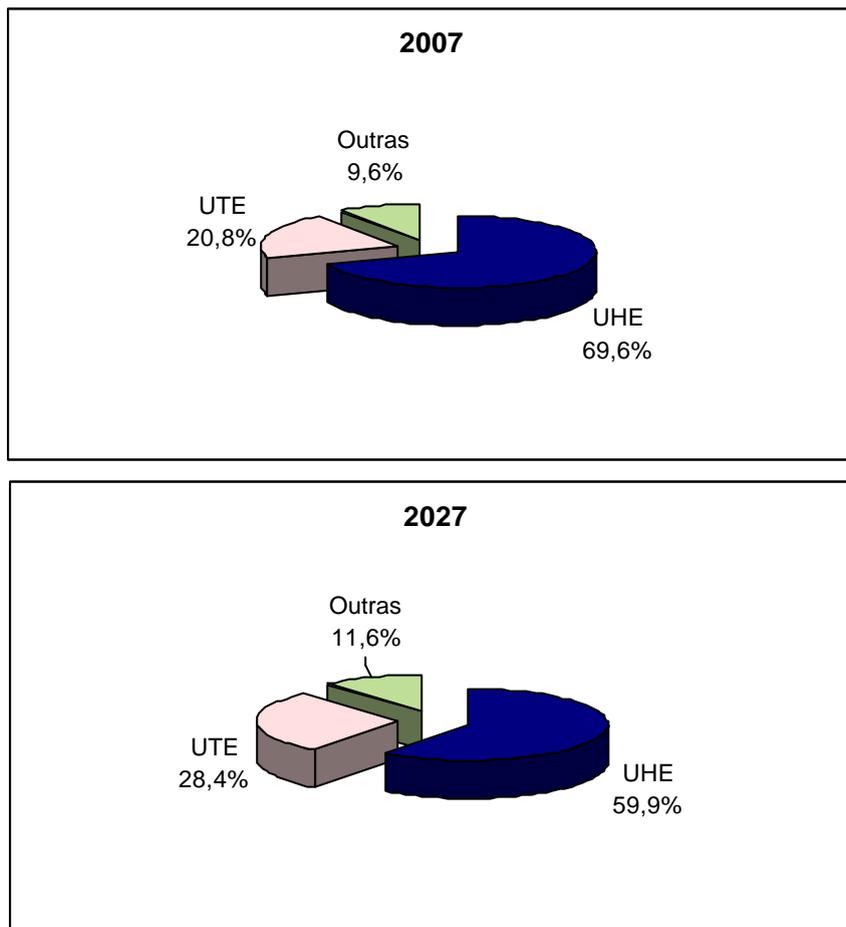


Figura 17 – Comparação da Relação UHE x UTE em 2007 e 2027 de acordo com resultados do Modelo de Planejamento de Opções Reais da Expansão

Fonte: Elaboração própria

A tabela 14 a seguir mostra uma comparação dos resultados do modelo de Opções com os valores projetados pelo PNE 2030. A fim de comparar o mesmo ano de planejamento, os valores apresentados são com base no ano de 2025 tanto para o PNE como para o Modelo de Opções.

Tabela 14 – Comparação entre os resultados do PNE 2030 e o Modelo de Opções

	PNE 2030		Modelo de Opções	
	GW	%	GW	%
UHE	134,2	70,2	111,8	61,4
UTE Biomassa	5,0	2,6	21,3	11,7
UTE GN	15,5	8,1	12,3	6,7
UTE Carvão	4,0	2,1	15,0	8,2
Outras UTE	3,0	1,6	4,5	2,5
UTN	5,3	2,8	5,4	3,0
Eolica	3,5	1,8	3,5	1,9
Outras (inclusive importação)	21,6	10,8	8,1	4,6

Fonte: Elaboração própria

A tabela 15 mostra os percentuais da energia gerada pela capacidade instalada tanto no PNE 2030 como no Modelo de Opções.

Tabela 15 – Comparação da Energia Gerada em 2025 pelo PNE 2030 e pelo Modelo de Opções Reais

	PNE 2030		Modelo de Opções	
	MWh	%	MWh	%
UHE	656.685,69	61,4%	547.074,96	54,1%
UTE Biomassa	25.548,54	2,4%	108.836,78	10,8%
UTE GN	124.917,60	11,7%	99.128,16	9,8%
UTE Carvão	29.784,00	2,8%	111.690,00	11,0%
Outras UTE	22.338,00	2,1%	33.507,00	3,3%
UTN	39.463,80	3,7%	40.208,40	4,0%
Eolica	10.424,40	1,0%	10.424,40	1,0%
Outras (inclusive importação)	160.833,60	15,0%	60.461,52	6,0%
TOTAL	1.069.996		1.011.331	

Fonte: Elaboração própria

Por essa tabela observa-se que a participação da geração hidrelétrica cai mesmo no PNE, mas em uma proporção maior no Modelo de Opções que leva em conta as incertezas de cada alternativa.

A partir desses percentuais em relação à energia efetivamente gerada e, considerando os custos de referência já com conexão estimados em TOLMASQUIM (2005), foi possível calcular a diferença nos custos da energia resultante dos dois modelos de expansão, conforme mostra a tabela 16. É importante destacar que o problema da expansão deve levar em conta uma série de restrições e não apenas a minimização dos custos. Desta forma, não seria adequado simplesmente otimizar o portfolio de alternativas de geração para um valor mínimo.

Tabela 16 – Comparação do custo resultante da Energia entre o Plano de Expansão no PNE 2030 e no Modelo de Opções Reais

	PNE 2030		Modelo de Opções	
	US\$/MWh	%	US\$/MWh	%
UHE	108,36	61,4%	108,36	54,1%
UTE Biomassa	101,31	2,4%	101,31	10,8%
UTE GN	123,18	11,7%	123,18	9,8%
UTE Carvão	109,93	2,8%	109,93	11,0%
Outras UTE	150,00	2,1%	150,00	3,3%
UTN	189,58	3,7%	189,58	4,0%
Eólica	230,80	1,0%	230,80	1,0%
Outras (inclusive importação)	150,00	15,0%	150,00	6,0%
TOTAL	121,28		117,59	

Fonte: Elaboração própria

Antes mesmo de analisar a diferença resultante, algumas colocações são necessárias para contextualizar a avaliação dos resultados do Modelo de Opções Reais:

- i) Parte da expansão realizada no modelo de Opções Reais é idêntica ao do PNE 2030, seja por se tratar de empreendimentos já aprovados com entrada prevista para os anos iniciais do planejamento, seja porque o modelo de Opções Reais não considerou as opções de alternativas como a energia Eólica ou a importação de energia. Essas alternativas foram consideradas na expansão apenas nos valores já existentes até dezembro de 2006 ou previstos para entrada em operação em 2007 ou 2008.
- ii) Nessa proposta, foi considerada a alternativa de importação de carvão no Brasil, em função da sua enorme disponibilidade no mercado mundial e pelo fato de já existir um mercado consolidado para o carvão que funciona como uma commodity. No PNE 2030, existe apenas a consideração do carvão nacional, e portanto, o potencial para geração de energia elétrica utilizando o carvão torna-se mais limitado neste caso.
- iii) A expansão prevista no Modelo de Opções Reais levou em conta a diversificação da matriz como um fator de redução dos riscos. Esse ganho não está refletido na diferença do custo de energia exposta na tabela 16, porque a mesma não considera o custo do déficit, caso este ocorra.
- iv) As diferenças observadas em relação à expansão prevista no PNE2030 também podem ser explicadas em parte pelo fato do modelo de Opções proposto nesta tese não haver considerado as restrições ou mesmo a otimização da transmissão.

- v) Finalmente, o Modelo de Opções Reais contemplou os riscos de preço e suprimento de cada uma das fontes, que não aparece na diferença entre os custos da energia apresentados na tabela 16. Vale lembrar que nessa tabela foram considerados os valores de referência conforme TOLMASQUIM (2006) e não os valores reais de cada alternativa.

Dito isso, a diferença de R\$3,69/MWh pode ser considerada como um resultado significativo e representa no ano de 2025 um ganho de 3,14 bilhões de reais em relação ao Plano de Expansão do PNE 2030, caso a demanda do cenário B1 seja verificada.

7. CONCLUSÕES

É incontestável a importância do processo de planejamento da expansão da geração no Sistema Elétrico Brasileiro. Prova disso foi o recente racionamento de energia ocorrido em 2001 causado pelo abandono do planejamento no Brasil. A complexidade do problema do planejamento da expansão reside na enorme gama de incertezas existentes no Sistema. A característica única do parque gerador nacional com a predominância da geração hidrelétrica promove indubitavelmente uma imensa vantagem competitiva por permitir a geração de energia elétrica com custos relativamente baixos quando comparados aos demais custos de geração em todo o mundo.

Foi sim, graças à opção pelo desenvolvimento do parque hidrelétrico, que o Brasil teve êxito no processo de industrialização, quando os países dependentes da geração térmica baseada em combustíveis fósseis, sofriam os impactos dos choques de petróleo na década de 70.

Em contrapartida, a concentração da geração na fonte hídrica somada ao crescimento constante da demanda por energia elétrica realçou a forte exposição do sistema ao risco hidrológico. A mitigação desse risco passa pelo aumento da complementação térmica, seguindo um conceito bastante difundido na teoria financeira de diversificação como mecanismo de redução do risco.

As usinas termelétricas são efetivamente capazes de reduzir o risco de falta de energia em função de hidrologias desfavoráveis, as custas de uma geração às vezes mais cara, ou causando maiores impactos de emissões de gases de efeito estufa, ou mesmo sobre a saúde da população vizinha. Estão também sujeitas a outros riscos como, por exemplo, de preço e suprimento de seu combustível. Existe, portanto um *trade off* entre os benefícios em termos de segurança e aumento da confiabilidade do sistema e seus custos. Funcionam como um seguro para o sistema. São capazes de inserir flexibilidade operativa e por isso podem ser vistas como valiosas opções reais.

A mensuração do valor da flexibilidade que a complementação térmica oferece ao sistema foi o primeiro objetivo dessa tese.

A escolha do desenvolvimento de modelos baseados na Teoria das Opções Reais cria uma ponte entre a moderna teoria financeira e o planejamento energético ainda inexplorada no caso brasileiro, na medida em que introduz a incerteza na modelagem.

Com isso, fica explicitada a interdisciplinaridade do problema do Planejamento Energético, aumentando o espectro para novas pesquisas na área.

O modelo para avaliação da flexibilidade foi baseado no modelo desenvolvido por KULATILAKA (1998) e TRIGEORGIS (1999). Os resultados obtidos indicam que a implantação de usinas termelétricas no Brasil agrega valor ao sistema tanto reduzindo os custos como diminuindo a volatilidade dos mesmos. Esse valor é maior no subsistema Sudeste, mas os efeitos acabam se propagando para todos os subsistemas como pode ser observado no subsistema norte, graças às interligações existentes no SIN.

A partir de uma ótica da Teoria das Opções Reais e com o uso do próprio NEWAVE, utilizado na operação do SIN, foi calculado o valor da flexibilidade que a geração termelétrica representa.

De fato, os resultados mostraram que a complementação térmica funciona efetivamente como um seguro, capaz de reduzir os custos marginais resultantes. Mais do que isso, ficou demonstrado que ainda que cada combustível da geração termelétrica possua seus próprios riscos e incertezas, a composição do conjunto de termelétricas no SIN reduz significativamente a volatilidade dos preços.

É muito importante destacar que quanto menor a volatilidade dos preços de energia no país, menor é a percepção de riscos, e maior a atratividade de novos investimentos favorecendo a expansão, principalmente por parte dos investidores privados, considerados essenciais no processo de expansão da capacidade de geração do país.

Outra importante conclusão da análise da flexibilidade operativa no SIN foi a constatação de que os benefícios das termelétricas são percebidos mesmo no subsistema norte, onde ainda não existem termelétricas interligadas.

Na hipótese de um pagamento por capacidade para as usinas termelétricas no SIN no Brasil, de acordo com os resultados do modelo de opções reais, as usinas deveriam ser remuneradas em R\$119/kW no subsistema sudeste, R\$83/kW no sul e R\$89/kW

no nordeste. A idéia desses pagamentos seria de estimular os investimentos em novas usinas termelétricas, facilitando a sua viabilidade, em prol da segurança e do aumento da confiabilidade do fornecimento no sistema. O segundo objetivo consistiu na proposição de um modelo para o planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil, capaz de contemplar as diversas fontes de incerteza que cercam o problema.

Para tanto, foi proposto um Modelo para o Planejamento da Expansão baseado na Teoria das Opções Reais. A aplicação do mesmo para o planejamento para os próximos 20 anos no Brasil sinaliza a importância de políticas para o desenvolvimento da geração termelétrica a partir da Biomassa no país.

Revela ainda, que investimentos em geração a gás natural, que a primeira vista podem parecer atrativos pelo seu baixo custo de investimento de capital (CAPEX em US\$/kW instalado), podem efetivamente gerar uma energia extremamente cara em função dos riscos de preço e suprimento embutidos no uso do gás natural.

Uma outra importante conclusão, é que a despeito das limitações de volume e qualidade das reservas de carvão no país, a geração termelétrica a carvão pode ser uma alternativa competitiva quando se considera a possibilidade de importação do carvão.

Outro resultado que merece um destaque é a importância da continuidade do programa de geração nuclear como opção para atendimento à crescente demanda por energia elétrica no Brasil no futuro.

A comparação dos resultados gerados com o modelo proposto com o Plano de Expansão recentemente divulgado pela EPE funciona como um teste de consistência do modelo de Opções, mostrando uma economia nos custos de expansão, e a inserção de vários riscos de natureza diferentes.

Fica evidenciada nesse trabalho a importância do planejamento da expansão do parque de geração de energia elétrica no Brasil. Mais do que isso, fica demonstrada a relevância da participação da geração termelétrica e da diversificação da matriz nacional.

Os erros decorrentes da falta de planejamento ou de um planejamento mal feito, serão sentidos por toda a sociedade brasileira, que arcará com elevados custos de energia elétrica, ou mesmo sofrer as conseqüências de novos racionamentos, e estará condenada a mais uma década perdida de crescimento econômico e de desenvolvimento nacional.

Naturalmente existem outros aprimoramentos a serem desenvolvidos em estudos futuros, eliminando algumas hipóteses simplificadoras e considerando novas alternativas de expansão. Esta tese mostra que a Teoria das Opções Reais é de fato aplicável a uma série de problemas práticos, em particular na área de energia, onde a consideração da incerteza é crucial.

7.1. Desenvolvimentos Futuros

O desenvolvimento da proposta de planejamento da expansão da geração de longo prazo sob a ótica da Teoria das Opções Reais, exigiu que fossem feitas uma série de simplificações e estratégias visando sempre o objetivo de se inserir a incerteza no processo de planejamento da expansão. Uma revisão dessas simplificações e estratégias, tornando o modelo mais aderente à realidade nacional fica como sugestão para trabalhos futuros.

A inserção do tratamento da incerteza nos custos tal como foi feita nesta tese poderia facilmente ser incorporada como um input na função de investimentos do MELP.

A continuidade do desenvolvimento de um modelo de expansão por Opções Reais deverá incorporar na modelagem as questões locacionais das usinas, ou seja, questões relativas a disponibilidade, custos de transmissão e restrições técnicas operativas poderão ser incorporadas, adequando o modelo à realidade do setor elétrico brasileiro.

Uma outra possibilidade de desenvolvimento futuro é avaliar o *timing* da expansão pela ótica das Opções Reais, de modo a responder a questão do momento ótimo de se investir na expansão da geração em cada alternativa, no Sistema Elétrico Brasileiro. Isto é, quando deverá ser feito um novo investimento em capacidade no país.

Embora o foco deste trabalho tenha sido no planejamento estratégico de longo prazo, é possível sofisticar o modelo para torná-lo apto para uma aplicação no Plano Decenal por exemplo, onde seriam considerados todos os projetos candidatos na expansão. Nesse caso, seria necessário trabalhar com algoritmos de programação inteira, aumentando a complexidade computacional para a solução do problema de otimização. O esforço se justifica por ser esta uma maneira bastante elegante e moderna para incorporação das incertezas no processo de planejamento no setor elétrico.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Brasil (2005). *Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de geração de energia elétrica*. Brasília: ANEEL 33 p. Cadernos temáticos n.2

AGGARWAL, R. (1993) *Capital budgeting under uncertainty*. New Jersey: Prentice Hall

ANDREOU, S.A (1990) “A capital budgeting model for product mix flexibility”. *Journal of Manufacturing and Operations Management*, n 3. pp. 5-23.

AMRAM, M. e N. KULATILAKA (1999). *Real Options: managing strategic investment in a uncertain world*. Boston: Harvard Business School Press.

BARROSO, L.A;Granville,S, Trinkenreich.,J; Pereira, M.V.e Lino, P (2003). “Managing Hydrological Risks in Hydro-Based Portfolios”. *Proceedings of the 2003 IEEE*.

BECKER, L.O (2003). *A termelricidade a gás natural no Brasil. Brasil*. In:Ministério das Minas e Energia. Secretaria de Petróleo e Gás

BENGTSSON, J. (2001) “Manufacturing flexibility and real options: a review”. *International Journal of Production Economics*, 74. pp 213-224.

BENGTSSON, J. (2004) “The value of manufacturing flexibility: real options in practice”. *8th Real Options Annual International Conference* in Montreal, June.

BENJAMIN, C e RIBEIRO, R. T (2004). “Descaminhos do setor elétrico, ou o hospício Brasil”. *Extraído de http://www.lpp-uerj.net/outrobrasil/Link_OutroBrasil/ANALISES/Cesar.03.2004.pdf em 12.04.2004.*

BHANOT, K. (2002). “Value of an option to purchase electric power – the case of uncertain consumption”. *Energy Economics*. N. 24 pp. 121-137.

BJERKSUND, P e EKERN, S (1990) “Managing Investment opportunities under price uncertainty: from last chance to wait and see strategies”. *Financial Management*, vol 19 (3), autumn, pp. 65-83.

BLACK, F.; SCHOLES, M (1973). "The Pricing of Options and Corporate Liabilities". *Journal of Political Economy*, vol. 81, pp.637-659.

BRENNAN, M.J. & SCHWARTZ, E.S (1985). "A new approach to evaluating natural resource investment". *Midland Corporate Finance Journal*, 3 no. 1, pp37-47.

BREALEY, R. e S. MYERS (1996). *Principles of corporate finance*. 5th ed. New York: Irwin McGraw-Hill.

BUBSY, J.S. e PITTS, C.G.C (1997) "Real options in practice: na exploratory survey of how finance officers deal with flexibility in capital appraisal". *Management accounting Research* 8, 2.

CAMPODÓNICO, N. M (1990). *Um Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão da Capacidade de Geração de um Sistema Hidrotérmico*. Dissertação de mestrado. IMPA. Rio de Janeiro

CARVALHO, C.H.B., (2005). "Oportunidades de negócios no setor elétrico com o uso do carvão mineral nacional" In: Apresentação. Ministério de Minas e Energia. Brasília.

CARVALHO, A. R. L, CUNHA, S. H. F e PORTO, T. O (2006). *Manual de Planejamento – Metodologia, critérios e Procedimentos. Planejamento da Expansão da Geração*. EPE,

CASTRO, A. L(2000) *Avaliação de investimento de capital em projetos de geração termoelétrica no setor elétrico brasileiro usando teoria das opções reais*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica . (Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Industrial)

CHEN, A , KENSINGER, J.W., CONOVER, J.A. (1998) "Valuing flexible manufacturing facilities as options". *The Quarterly Review of Economics and Finance*, Vol 38, Special Issue, pp.651-674.

CODONI, R; Park, H. e RAMANI, K.V (1985) *Integrated energy planning: a manual*. Asian and Pacific Development Centre. Kuala Lumpur.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELETRICO.(2002) *Relatório de Progresso n.º 1 Documento de apoio C – Aversão a Risco*. Proposta Metodologia. Extraído de www.energiabrasil.gov.br em 08/05/03.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELETRICO.(2002) *Relatório de Progresso n.º 2. Documento de apoio C – Aversão a Risco*. Proposta Metodologia. Extraído de www.energiabrasil.gov.br em 08/05/03.

COURNEY, H; J. KIRKLAND, E P. VIGUERIE.(1997). “Strategy under uncertainty”. *Harvard Business Review*, pp. 67-79, Nov-Dec.

COX, S , ROSS, S & RUBINSTEIN, M. (1979). “Option pricing: a simplified approach”. *Journal of Financial Economics*, 7. October, 1979.

DAMODARAN, A.(1994) *Damodaran on valuation. Security analysis for investment and corporate finance*. New York, NY: John Wiley & Sons Inc.

DAS, SATYAJIT. (1998). *Risk management and financial derivatives. A guide to the mathematics*. New York, NY: McGraw Hill.

DELGADO, M. A. P (2003) *A expansão da oferta de energia elétrica pela racionalidade do mercado competitivo e a promessa da modicidade tarifária*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ. (Tese de doutorado).

DENG, S; JOHNSON, B e SOGOMONIAN, A (2001) “Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets”. *Decision Support Systems* 30. pp. 383-392.

DIAS, M. A. G. (1996) *Investimento sob incerteza em exploração e produção de petróleo*. Rio de Janeiro: PUC Rio de Janeiro. (Dissertação, Mestrado em Engenharia da Produção).

DIAS, M. A. G. (2004) *Opções híbridas com aplicações em Petróleo*. Rio de Janeiro: PUC Rio de Janeiro. . (Tese de doutorado, Departamento de Engenharia de Produção).

DIAS, M. A. G. (2005) *Notas de aula do curso: Análise de Investimentos com Opções Reais*.

DIXIT, A e R. PINDYCK (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton, NJ: Princeton University Press

DOE. United States Department of Energy.(2005). Energy Information Administration. International Energy Outlook, 2005. <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>

ESCUDEIRO, L.F. e PEREIRA, M. (2000) “New trends and operations research opportunities in the electricity market”. *ORMS Today*. April.

FERNANDES, E., FONSECA, M.V., ALONSO, P.S., (2005). “Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995–2010 and usage factors”. *Energy Policy*, Volume 33, Issue 3, pp. 365-386.

FINE, C e FREUND, R. (1986) “Optimal investment in product-flexible manufacturing capacityPart I Economic analysis”, *Sloan School of Management*, M.I.T, Cambridge, MA, Working paper 1803-86

FORTUNATO, L.A.M, NETO, T.A .A, ALBUQUERQUE, J.C.R e PEREIRA, M.V.F (1990). *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF.

GAGNON, L; BÉLANGER, C. e UCHIYAMA, Y. (2002). *Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001*. *Energy Policy*, Vol 30, Issue 14, November pp.1267-1278.

GARDNER, D. (1996) “Flexibility in electric power planning: coping with demand uncertainty”. *Energy* Vol 21, No 12, pp. 1207-1218.

GARDNER, D. e ZHUANG, Y. (2000) “Valuation of Power Generation Assets: a real options approach”. *Algo Research Quarterly*. Vol 3. n.3.

GITELMAN, G (2002). “Use of real options in asset valuation”. *The electricity journal*. Nov 02. pp-58-71

GOMES, L. L (2002). *Avaliação de termelétricas no Brasil estudando o melhor momento de investimento por modelos de opções reais*. Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica. (Tese de doutorado – Departamento de Engenharia Industrial)

GRIFFES, P, HSU, M, KAHN, E (1999) "Power asset valuation: real options, ancillary services, and environmental risks". Chapter 5, *The New Power Markets: Corporate Strategies for Risk and Reward*. Risk Books.

HE, H e PINDYCK (1992) "Investment in flexible production capacity". *Journal of Dynamics and Control*, 16, pp 575-599.

HERBELOT, O. (1992). *Option valuation of flexible investments: the case of environmental investments in the electric power industry*. Massachusetts Institute of Technology. Department of Nuclear Engineering. (PhD thesis).

HLOUSKOVA, J, KOSSMEIER, S, OBERSTEINER, M e SCHNABL, A (2005) "Real options and the value of generation capacity in the German electricity market". *Review of financial Economics (article in press)*

HULL, J. (1999) *Options, futures and other derivatives*. 4th ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall

EIA – International Energy Agency.(2005) International Energy Outlook. 2005. Disponível em <http://www.eia.doe.gov>

IEA. – International Energy Agency.(2005). *Coal Industry Advisory Board. Investment in Coal Supply and Use. An industry perspective on IEA World Energy Investment Outlook 2005*.

IEA – International Energy Agency. (2005) *Coal information*. OECD.

IEA.– International Energy Agency (2005). *Roadmapping coal's future. Zero Emissions Technologies for fossil fuels. Working party on fossil fuels – Coal industry advisory board*.

JANUZZI, G.M.; SWISHER, J.N.P.(1997) *Planejamento Integrado de Recursos Energéticos – Meio Ambiente, Conservação de energia e Fontes Renováveis*. Campinas: Editora Autores Associados

KAZAY, H. F (2001). *O planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro utilizando algoritmos genéticos*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ. (tese de doutorado).

KEMMA, A.G.Z.1993. "Case Studies on Real Options". *Financial Management*, Autumn, pp.259-270

KULATILAKA, N.(1993). "The value of flexibility: the case of a dual fuel industrial steam boiler". *Financial Management*, 22.nº 3, pp. 271-279

KULATILAKA, N. e MARKS, S.G. (1988) "The strategic value of flexibility; reducing the ability to compromise". *The American Economic Review*, vol 78, no.3, pp 574-580.

KULATILAKA, N e TRIGEORGIS, L (1994). "The general flexibility to switch: real options revisited". *The International Journal of Finance*. Vol 6, N.2. pp.778-798.

KULATILAKA, N. (1998). "Valuing the flexibility of flexible manufacturing systems." *IEEE Transactions on Engineering Management*, vol 35, no. 4 November, pp.250-257

KUNNEKE, R.W., (1999), "Electricity networks: how 'natural' is the monopoly?", *Utilities Policy*, v.8, pp. 99 –108.KWOK, YUE-KUEN.(1999). *Mathematical models of financial derivatives*. Singapore: Springer.

LA ROVERE, E. L; ROSA, L.P e RODRIGUES, A. P (1985) *Economia e Tecnologia da Energia*. Rio de Janeiro: Editora Marco Zero/FINEP..

LAURIKKA, H e KOLJONEN, T (2005) "Emissions trading and investment decisions in the power sector – a case study in Finland". *Energy Policy (article in press)*

LEHMAN BROTHERS.(2006) *Global Equity Research. Coal: excellent energy value in the ground*. 114 p. February.

LISBOA, M.L, MELO, A., MACEIRA, M.A., SABÓIA, C.H., JUSAN, F.C., SAGASTIZABAL,C., DAHER, M.J. e SALES, P.R.H (2003). "MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos".V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro – SP. Brasil.

LOUBERGÉ, H, VILLENEUVE, S e CHESNEY, M. (2002). "Long term risk management of nuclear waste: a real options approach". *Journal of Economic Dynamic and control*. 27. pp 157-180.

LUERHMAN, T. (1998a) "Investment opportunities as real options: Getting started with the numbers". *Harvard Business Review*, July-Aug, pp.51-64

LUERHMAN, T. (1998b) "Strategy as a portfolio of real options". *Harvard Business Review*, pp.89-100, Sept-Oct.

MACHADO JUNIOR, Z. S.(2000). Modelo da expansão da geração a longo prazo considerando incertezas na garantia de suprimento. Dissertação de Mestrado. Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. UFRJ. Rio de Janeiro

MAJD, S & PINDYCK, R. (1987). "Time to build, option value and investment decisions". *Journal of Financial Economics*. Vol 18, 1987.

MARRECO, J. M. (2001). *Otimização dinâmica sob condição de incerteza na produção de petróleo*. Belo Horizonte: UFMG (Dissertação, Mestrado em Administração).

MARRECO, J. M, PEREIRA, JR, A e TAVARES, M. E.(2006) "Perspectivas para a geração termelétrica a carvão". *V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Políticas públicas para a energia: Desafios para o próximo quadriênio*. Brasília – DF. Anais.

MARRECO, J. M. (2006). "Reflexões sobre a expansão da geração nuclear no Brasil" *IX CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA: Inovação tecnológica e desenvolvimento sustentável*. Rio de Janeiro - RJ Anais, pp 2253-2260.

MARRECO, J.M e CARPIO, L.G.T(2006) "Flexibility valuation in the Brazilian power system: A real options approach". *Energy Policy*, Volume 34, Issue 18, December, pp 3749-3756.

MC DONALD, R & SIEGEL, D. (1985). "Investment and the valuation of firms when there is an option to shut down". *International Economic Review*. Vol 26, nº.2, June, pp 331-349.

MC DONALD, R & SIEGEL, D. (1986). "The value of waiting to invest". *The Quarterly Journal of Economics*. November

MILLER, K e WALLER, G (2003). "Scenarios, real options and integrated risk management". *Long Range Planning* 36. pp.93-107.

MERTON, R.C. (1973). "Theory of Rational Option Pricing". *Bell Journal of Economics and Management Science*, vol.4, spring, pp.141-183

MOREIRA, A, DAVID, P.A.M e ROCHA, K. (2003) *Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil*. In: Seminários DIMAC- Diretoria de Estudos Macroeconômicos do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada no. 133. 07 de agosto de 2003. .

MOREIRA, A, ROCHA, K. DAVID, P. (2004). "Thermopower generation investment in Brazil — economic conditions". *Energy Policy* 32, pp.91-100.

MUN, J. (2002). *Real options analysis: tools and techniques for valuing strategic investments and decisions* NJ: Hoboken.

MUN, J (2006). *Modeling Risk. Applying Monte Carlo Simulation, Real Option Analysis, Forecasting, and Optimization Techniques*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.

MYERS, S (1974) "Interactions of corporate finance and investment decisions: implications for capital budgeting". *Journal of Finance*, v. XXIX, n.1, pp.1-25.

MYERS, S, C. (1977). "Determinants of corporate borrowing". *Journal of Financial Economics* (November), pp. 147-175.

NEFTCI, S. N (1996). *An introduction to the mathematics of financial derivatives*. San Diego, California: Academic Press

OLIVEIRA, R G (2004). *Análise de desempenho regulatório: lições da experiência britânica na indústria de eletricidade*. Rio de Janeiro, 15/03/04 (tese de doutorado) - COPPE/UFRJ.

OLIVEIRA, R, MATHIAS, M and SZKLO, A (2004) "Brazil's Power Sector Reform – Bedlam" *3rd European Congress – Economics and Management of Energy in Industry*, 06-09 April Hotel Estoril, Portugal.

OLIVEIRA, R.G and MARRECO, J.M (2006). "Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity?". *Energy Policy*, Volume 34, Issue 15, October, pp 2361-2372.

ORE, Shumel. (2000). "Market based risk mitigation: risk management vs risk avoidance". Working paper presented at a White House OSTP/NSF. *Workshop on critical infrastructure interdependencies*. University of California at Berkeley. June pp. 14-15. Washington DC.

PADDOCK, J; SIEGEL, D & SMITH, J. (1988). "Option valuation of claims on real assets: then case of offshores petroleum leases". *The Quarterly Journal of Economics*. August, 1988 p. 479-508

PEREIRA JÚNIOR, Amaro Olímpio (2000) *Modelagem da operação ótima na indústria de energia elétrica brasileira* Rio de Janeiro: UFRJ (dissertação de mestrado); PPE/COPPE.

PEREIRA, M. V; CAMPODONICO, N e KELMAN, R. (1998). "Long-term hydro scheduling based on stochastic models". *ESPN'98*. Zurich.

PEREIRA, M. V; CAMPODONICO, N; KELMAN, R e GRANVILLE, S (1999). "Planning risks". *IEEE PICA Tutorial*.

PEREIRA, M. V; KELMAN, R; FAMPA, M; LINO, P e BARROSO, L. A.(2001). "Operação descentralizada de sistemas hidrotérmicos em ambiente de mercado". *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Campinas.

PINHEL, Antonio Carlos da Costa.(2000). *Simulação de uma usina térmica à gás no novo contexto do setor elétrico - Análise Risco x Retorno*. Rio de Janeiro: UFRJ; COPPE (dissertação de mestrado).

RAMOS, D. S., FADIGAS, E. A. A., REIS, L. B., LIMA, W. S.,(2003). "Important issues influencing thermal plant attractiveness in a large hydroelectric generation system". *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 25, Issue 10, pp.797-807

RENDELMAN, R. J., Jr., and B. J BARTTER (1979). "Two state option pricing". *Journal of Finance*, Vol XXXIV, n. 5 pp. 1093-1110.

ROBERTS, K & WEITZMAN, M. (1981). "Funding criteria for research, development and exploration projects". *Econometrica*, Vol 49. n^o 5, September

RONN, E. I (ed) (2002). *Real options and energy management. Using options methodology to enhance capital budgeting decisions*. London: Risk Books.

ROSA, L.P. TOLMASQUIM, M. T & PIRES, J.C.L (1998) *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica*. Rio de Janeiro: Relume Dumará. ROVERE, E. L. L. (1984). "Alternativa a Crise Energética em Busca de um Estilo de Desenvolvimento Menos Intensivo em Energia". In: Rosa, L.P. (Org.). (Org.). *Energia e Crise*. Rio De Janeiro, v. , pp. 171-182.

SANTOS, M.A e RODRIGUES, M.G (1998) "Environmental issues arising from the thermopower generation in Brazil". *Energy Policy*, vol 26. No.14 pp. 1065-1070

SETHI, A. K.; SETHI, S. P. (1990) "Flexible in manufacturing: a survey". *International journal of flexible manufacturing systems*, v. 2, p. 289-328.

SIEGEL, D; J SMITH E J. PADDOCK (1987) "Valuing off shore oil properties with option pricing models". *Midland Corporate Finance Journal* 5, n^o 1, pp. 22-30.

SILVA, N. F(2006). *Fontes de energia renováveis complementares na expansão do setor elétrico brasileiro: o caso da energia eólica*. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ (tese de doutorado)

SETHI, A. K e SETHI, S.P (1990). "Flexibility in manufacturing: a survey". *The International Journal of Flexible Manufacturing Systems* 2. pp. 289-328.

SPINLER, S e HUCHZERMEIR, A (2005). "The valuation of options on capacity with cost and demand uncertainty". *European Journal of Operational Research*. (Article in press)

TANNOUS, G. F (1996) "Capital budgeting for value flexible equipment". *Decision Sciences*, 27, No. 2 pp 157-184.

TEISBERG, E. O (1994) "An option valuation analysis of investment choices by a regulated firm". *Management Science* Vol 40, No.4, pp. 535-548

THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. (2004). *The costs of generating electricity*.

TOLMASQUIM, M.T (coord.) (2005). *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Editora Interciência

TOURINHO, O.A.F. (1979). *The Valuation of Reserves of Natural Resources: An Option Pricing Approach*. Berkeley. (PhD Dissertation). University of California, Berkeley

TRIAANTIS, A. e HODDER, J. (1990) "Valuing flexibility as a complex option". *The Journal of Finance*, vol 45. no. 2. pp 549-565.

TRIGEORGIS, L. (1999) *Real options: managerial flexibility and strategy in resource allocation*. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press

TRIGEORGIS, L. (1990) "A real options application in natural resource investments". *Advances in Futures and Options Research*, 4 pp. 153-164.

TRINKENREICH, J e PINHEIRO, S. F (1982). "Expansão a Longo Prazo do Sistema Elétrico usando Programação Linear". In: *XV Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional Anais I*. pp243-258. Rio de Janeiro.

TUCCI, C. E. M (2002) *Hidrologia. Ciência e Aplicação*. Porto Alegre: Editora da UFRGS/ABRH..

UNIVERSITY OF CHICAGO (2004). *The economic future of nuclear power*

YEO, K.T e QIU, F. (2003) "The value of management flexibility –a real option approach to investment evaluation". *International Journal of Project Management* 21, pp.243-250.

WANG, T & NEUFVILLE, R. (2004). "Building real options into physical system with stochastic mixed-integer programming". *8th Real options Annual International Conference* in Montreal, June.

WINSTON, WAYNE L. (1999) "Pricing of options and real options for arbitrary distributions". *Third Annual International Conference in Real Options: theory meets practice*.

WINSTON, WAYNE L (1998). *Financial Models Using Simulation and Optimization*.
New York: Palisades Corporation.

9. ANEXO A.

Tabela 17 – Evolução da Demanda (TWh)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Demanda (TWh)	393,30	414,14	436,09	459,21	483,55	507,72	533,11	559,76
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda (TWh)	587,75	617,14	638,74	661,10	684,23	708,18	732,97	754,96
	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Demanda (TWh)	777,61	800,94	824,96	849,71	875,20	901,46		

Fonte: Elaboração própria

Tabela 18 – Evolução da Capacidade Instalada Total por ano

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidade Instalada (MW)	98.700	99.198	99.528	99.748	100.534	101.104	101.879	102.725
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Capacidade Instalada (MW)	103.331	104.379	104.959	105.800	105.929	106.579	106.790	107.263
	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Capacidade Instalada (MW)	107.263	107.764	107.764	108.257	108.257	108.801		

Fonte: Elaboração própria

Tabela 19 – Evolução do Custo Marginal de Expansão por ano (valores em US\$/MWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Custo Marginal da Expansão	62,47	88,06	88,06	43,1	43,1	69,28	59,15
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2021
Custo Marginal da Expansão	63,36	63,36	43,1	43,1	43,1	73,87	73,87
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Custo Marginal da Expansão	63,36	63,36	63,36	63,36	68,04	68,04	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 20 – Evolução da Capacidade Instalada (2006 – 2009)

Capacidade Instalada	N.º de Usinas	2006		2007		2008		2009	
		(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	633	73.678.470	70,53	73.849.649	70,44%	73.849.649	70,35%	73.877.739	70,35%
UTE GN	101	10798471	10,34	10.881.730	10,38%	10.948.486	10,43%	10.948.486	10,43%
UTE Óleo	566	4460445	4,27	4.460.445	4,25%	4.460.445	4,25%	4.460.445	4,25%
UTE Biomassa	269	3692785	3,54	3.824.104	3,65%	3.886.534	3,70%	3.904.333	3,72%
UTN	2	2.007.000	1,92	2.007.000	1,91%	2.007.000	1,91%	2.007.000	1,91%
UTE Carvão	7	1.415.000	1,36	1.415.000	1,35%	1.415.000	1,35%	1.415.000	1,35%
Eólica	15	236.850	0,23	236.850	0,23%	236.850	0,23%	236.850	0,23%
Importação		8.170.000	8	8.170.000	7,79%	8.170.000	7,78%	8.170.000	7,78%
Total	1.593	104.459.021	100	104.844.777	100,00%	104.973.963	100,00%	105.019.853	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 21 – Evolução da Capacidade Instalada (2010 – 2013)

Capacidade Instalada	2010		2011		2012		2013	
	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	74.037.142	70,09%	74.388.641	70,18%	74.970.167	70,34%	75.434.472	70,35%
UTE GN	10.948.486	10,37%	10.948.486	10,33%	10.948.486	10,27%	10.948.486	10,21%
UTE Óleo	4.460.445	4,22%	4.460.445	4,21%	4.460.445	4,19%	4.460.445	4,16%
UTE Biomassa	4.338.025	4,11%	4.358.389	4,11%	4.358.389	4,09%	4.358.389	4,06%
UTN	2.007.000	1,90%	2.007.000	1,89%	2.007.000	1,88%	2.007.000	1,87%
UTE Carvão	1.429.773	1,35%	1.429.773	1,35%	1.429.773	1,34%	1.608.151	1,50%
Eólica	236.850	0,22%	236.850	0,22%	236.850	0,22%	236.850	0,22%
Importação	8.170.000	7,73%	8.170.000	7,71%	8.170.000	7,67%	8.170.000	7,62%
Total	105.627.721	100,00%	105.999.584	100,00%	106.581.111	100,00%	107.223.794	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 22 – Evolução da Capacidade Instalada (2014 – 2017)

Capacidade Instalada	2014		2015		2016		2017	
	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	75.840.126	70,46%	76.186.723	70,24%	76.562.334	70,34%	76.732.443	70,08%
UTE GN	10.948.486	10,17%	10.948.486	10,09%	10.948.486	10,06%	10.948.486	10,00%
UTE Óleo	4.460.445	4,14%	4.460.445	4,11%	4.460.445	4,10%	4.460.445	4,07%
UTE Biomassa	4.358.389	4,05%	4.854.661	4,48%	4.854.661	4,46%	5.321.782	4,86%
UTN	2.007.000	1,86%	2.007.000	1,85%	2.007.000	1,84%	2.007.000	1,83%
UTE Carvão	1.608.151	1,49%	1.608.151	1,48%	1.608.151	1,48%	1.608.151	1,47%
Eólica	236.850	0,22%	236.850	0,22%	236.850	0,22%	236.850	0,22%
Importação	8.170.000	7,59%	8.170.000	7,53%	8.170.000	7,51%	8.170.000	7,46%
Total	107.629.448	100,00%	108.472.317	100,00%	108.847.928	100,00%	109.485.158	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 23 – Evolução da Capacidade Instalada (2018 – 2021)

Capacidade Instalada	2018		2019		2020		2021	
	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	76.861.449	70,12%	77.064.668	69,89%	77.276.115	69,95%	77.487.562	70,01%
UTE GN	10.948.486	9,99%	10.948.486	9,93%	10.948.486	9,91%	10.948.486	9,89%
UTE Óleo	4.460.445	4,07%	4.460.445	4,05%	4.460.445	4,04%	4.460.445	4,03%
UTE Biomassa	5.321.782	4,86%	5.577.797	5,06%	5.577.797	5,05%	5.577.797	5,04%
UTN	2.007.000	1,83%	2.007.000	1,82%	2.007.000	1,82%	2.007.000	1,81%
UTE Carvão	1.608.151	1,47%	1.798.630	1,63%	1.798.630	1,63%	1.798.630	1,62%
Eólica	236.850	0,22%	236.850	0,21%	236.850	0,21%	236.850	0,21%
Importação	8.170.000	7,45%	8.170.000	7,41%	8.170.000	7,40%	8.170.000	7,38%
Total	109.614.163	100,00%	110.263.876	100,00%	110.475.322	100,00%	110.686.769	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 24 – Evolução da Capacidade Instalada (2022 – 2025)

Capacidade Instalada	2022		2023		2024		2025	
	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	77.487.562	70,01%	77.487.562	69,69%	77.487.562	69,69%	77.487.562	69,38%
UTE GN	10.948.486	9,89%	10.948.486	9,85%	10.948.486	9,85%	10.948.486	9,80%
UTE Óleo	4.460.445	4,03%	4.460.445	4,01%	4.460.445	4,01%	4.460.445	3,99%
UTE Biomassa	5.577.797	5,04%	5.577.797	5,02%	5.577.797	5,02%	5.577.797	4,99%
UTN	2.007.000	1,81%	2.007.000	1,81%	2.007.000	1,81%	2.350.995	2,11%
UTE Carvão	1.798.630	1,62%	2.299.907	2,07%	2.299.907	2,07%	2.449.496	2,19%
Eólica	236.850	0,21%	236.850	0,21%	236.850	0,21%	236.850	0,21%
Importação	8.170.000	7,38%	8.170.000	7,35%	8.170.000	7,35%	8.170.000	7,32%
Total	110.686.769	100,00%	111.188.047	100,00%	111.188.047	100,00%	111.681.631	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 25 – Evolução da Capacidade Instalada (2026 – 2027)

Capacidade Instalada	2026		2027	
	(kW)	%	(kW)	%
Hidrelétricas	77.487.562	69,38%	77.574.893	69,12%
UTE GN	10.948.486	9,80%	10.948.486	9,76%
UTE Óleo	4.460.445	3,99%	4.460.445	3,97%
UTE Biomassa	5.577.797	4,99%	5.577.797	4,97%
UTN	2.350.995	2,11%	2.807.027	2,50%
UTE Carvão	2.449.496	2,19%	2.449.496	2,18%
Eólica	236.850	0,21%	236.850	0,21%
Importação	8.170.000	7,32%	8.170.000	7,28%
Total	111.681.631	100,00%	112.224.994	100,00%

Fonte: Elaboração própria

Tabela 26 – Valores das Opções de 2007 a 2027.

Parâmetros					2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
UHE1	1,29	0,79	0,50	0,50																						
					S+	7,67	33,26	33,26	0,00	0,00	14,48	4,35	8,56	8,56	0,00	0,00	19,07	8,56	19,07	8,56	8,56	8,56	8,56	13,24	13,24	
					S-	28,88	54,47	54,47	9,51	9,51	35,69	25,56	29,77	29,77	9,51	9,51	9,51	40,28	29,77	40,28	29,77	29,77	29,77	29,77	34,45	34,45
					Valor da Opção	17,61	42,21	42,21	4,59	4,59	24,16	14,42	18,46	18,46	4,59	4,59	4,59	28,57	18,46	28,57	18,46	18,46	18,46	18,46	22,96	22,96
UHE2	1,08	0,89	0,77	0,23																						
					S+	0,00	24,00	24,00	0,00	0,00	5,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,81	0,00	9,81	0,00	0,00	0,00	0,00	3,98	3,98	
					S-	9,59	35,18	35,18	0,00	0,00	16,40	6,27	10,48	10,48	0,00	0,00	0,00	20,99	10,48	20,99	10,48	10,48	10,48	10,48	15,16	15,16
					Valor da Opção	2,10	25,52	25,52	0,00	0,00	7,47	1,37	2,29	2,29	0,00	0,00	0,00	11,88	2,29	11,88	2,29	2,29	2,29	2,29	6,27	6,27
UHE3	1,16	0,84	0,62	0,38																						
					S+	0,00	2,05	2,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					S-	0,54	26,13	26,13	0,00	0,00	7,35	0,00	1,43	1,43	0,00	0,00	0,00	11,94	1,43	11,94	1,43	1,43	1,43	1,43	6,11	6,11
					Valor da Opção	0,20	10,80	10,80	0,00	0,00	2,70	0,00	0,52	0,52	0,00	0,00	0,00	4,38	0,52	4,38	0,52	0,52	0,52	0,52	2,24	2,24
UTE GN	1,13	0,81	0,71	0,29																						
					S+	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					S-	0,00	16,32	16,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,13	0,00	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					Valor da Opção	0,00	4,52	4,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTE CI	1,14	0,87	0,62	0,38																						
					S+	0,00	15,67	15,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,48	0,00	1,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
					S-	7,17	32,76	32,76	0,00	0,00	13,98	3,85	8,06	8,06	0,00	0,00	0,00	18,57	8,06	18,57	8,06	8,06	8,06	8,06	12,74	12,74
					Valor da Opção	2,62	21,31	21,31	0,00	0,00	5,11	1,41	2,95	2,95	0,00	0,00	0,00	7,67	2,95	7,67	2,95	2,95	2,95	2,95	4,66	4,66
UTE CN P	1,07	0,93	0,79	0,21																						
					S+	0,00	18,26	18,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,07	0,00	4,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
					S-	2,13	27,72	27,72	0,00	0,00	8,94	0,00	3,02	3,02	0,00	0,00	0,00	13,53	3,02	13,53	3,02	3,02	3,02	3,02	7,70	7,70
					Valor da Opção	0,43	19,45	19,45	0,00	0,00	1,79	0,00	0,61	0,61	0,00	0,00	0,00	5,81	0,61	5,81	0,61	0,61	0,61	0,61	1,54	1,54
UTE CN LF	1,07	0,92	0,78	0,22																						
					S+	0,00	13,70	13,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					S-	0,00	24,42	24,42	0,00	0,00	5,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,23	0,00	10,23	0,00	0,00	0,00	0,00	4,40	4,40
					Valor da Opção	0,00	15,39	15,39	0,00	0,00	1,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,12	0,00	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,91	0,91
UTN	1,15	0,88	0,60	0,40																						
					S+	0,00	10,05	10,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					S-	2,67	28,26	28,26	0,00	0,00	9,48	0,00	3,56	3,56	0,00	0,00	0,00	14,07	3,56	14,07	3,56	3,56	3,56	3,56	8,24	8,24
					Valor da Opção	1,02	16,63	16,63	0,00	0,00	3,63	0,00	1,36	1,36	0,00	0,00	0,00	5,39	1,36	5,39	1,36	1,36	1,36	1,36	3,15	3,15
UTE B	1,10	0,87	0,73	0,27																						
					S+	15,06	40,65	40,65	0,00	0,00	21,87	11,74	15,95	15,95	0,00	0,00	0,00	26,46	15,95	26,46	15,95	15,95	15,95	15,95	20,63	20,63
					S-	24,77	50,36	50,36	5,40	5,40	31,58	21,45	25,66	25,66	5,40	5,40	5,40	36,17	25,66	36,17	25,66	25,66	25,66	25,66	30,34	30,34
					Valor da Opção	16,97	41,57	41,57	1,38	1,38	23,52	13,78	17,82	17,82	1,38	1,38	1,38	27,93	17,82	27,93	17,82	17,82	17,82	17,82	22,32	22,32

