

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Clodomiro Unsihuay Vila

**Planejamento Integrado da Expansão de
Sistemas Elétricos e Gás Natural com Critérios
de Desenvolvimento Energético Sustentável**

Tese submetida ao corpo docente da coordenação dos programas de pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador (es): José Wanderley Marangon Lima

Antônio Carlos Zambroni de Souza

Itajubá-MG-Brasil, Fevereiro de 2009

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

U59p

Unsihuay-Vila, Clodomiro

Planejamento integrado da expansão de sistemas / Clodomiro

Unsihuay-Vila. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2009.

300 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima.

Co-orientador: Prof. Dr. Antônio Carlos Zamboni de Souza.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Planejamento energético e ambiental. 2. Planejamento de sistemas de energia elétrica e gás natural. 3. Desenvolvimento energético sustentável. I. Lima, José Wanderley Marangon, orient. II. Souza, Antônio Carlos Zamboni de, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.3.016.33(043)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

FOLHA DE JULGAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA DE TESE DE DOUTORADO

Título da Tese: "Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas Elétricos e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável"

Autor: Clodomiro Unsihuay Vila

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	
5º	A	
6º	A	
7º	A	

- A** - APROVADO: Se a Tese obtiver aprovação unânime da Comissão Examinadora.
AC - APROVADO CONDICIONAL: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese deva sofrer alterações de conteúdo ou conter resultados novos ou adicionais.
RE - REEXAME: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese, embora contendo contribuições relevantes, não tenha sido defendida adequadamente, ou deve sofrer modificações mais profundas. Caso em que o candidato terá mais uma única e última oportunidade para reestruturar a Tese se for o caso, e defendê-la novamente em um prazo não superior a 6 (seis) meses contados a partir da data da primeira defesa.
R - REPROVAÇÃO: Quando a Comissão Examinadora entender que a Tese não contém contribuições relevantes para a área do tema da Tese.

Resultado Médio: Conceito: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 13 de fevereiro 2009.

Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling
1º Examinador - UFF

Dr. Amaro Olimpio Pereira Junior
3º Examinador - EPE

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi
6º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima
8º Examinador - UNIFEI (Orientador)

Dr. Luiz Augusto Nóbrega Barroso
2º Examinador - PSR

Prof. Dr. Robson Celso Pires
4º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
7º Examinador - UNIFEI (Orientador)

Prof. Dr. Cláudio Ferreira
Presidente da Comissão - UNIFEI

Dedicatória

*A minha amada Mãe, Silvia Vila (in memoriam),
pelo seu eterno e infinito amor.*

*O meu amado Pai, Aurelio Unsihuay e meus
irmãos pelo carinho e amor.*

Agradecimentos

Cumpre-me agradecer:

- À minha família. Ao meu Pai, minha Mãe, os meus irmãos, Wilder, Madeleine, Angel e Estela, pelo amor, apoio, dedicação e presença em toda minha vida.

- À Simone Schmoeller Unsihuay, minha amada esposa, pelo amor, carinho e paciência.

- Aos meus orientadores José Wanderely Marangon-Lima e Antônio Carlos Zambroni de Souza pela oportunidade que me deram de trabalhar com os dois, por terem conduzido este trabalho incentivando e advertindo quando necessário, pela excelente orientação e pelos ensinamentos e aprimoramentos acadêmicos. Agradeço ainda por todas as oportunidades concedidas durante toda minha vida acadêmica e pela grande amizade.

- Ao grande amigo e Mestre Ignacio José Pérez-Arriaga, pela amizade e aprimoramentos acadêmicos recebidos. Agradeço também pela excelente orientação durante meu doutorado sanduiche no *Instituto de Investigación Tecnológica- IIT* da *Universidad Pontificia Comillas de Madrid-UPCO*, em Espanha. As orientações recebidas pelo Prof. Ignacio Pérez-Arriaga conjuntamente com as do Prof. Pedro Linares e Julian Barquin, foram vitais para que este trabalho pudesse ser concluída com sucesso.

- A todo o Corpo Docente e Administrativo do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UNIFEI, pelos ensinamentos ministrados e recebidos ao longo do Doutorado.

- Aos colegas e amigos do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESIS) da Universidade Federal de Itajubá-UNIFEI, e muito especialmente a Rafael Leme, Warley Sales, Francisco Alexandre de Oliveira, Leônidas Rezende, Pedro Paulo Balestrassi, Robson Pires, Marli Ferreira Zambroni de Souza, Matheus Zambroni de Souza entre tantos outros, pela amizade incondicional e apoio em todos os momentos.

- Aos Professores Michel Rivier, Javier Gonzáles, Andrés Ramos, Juan Rivier e todos os outros Professores e pessoal administrativo da IIT/UPCO que tão bem me acolheram durante meu estágio de doutoramento na Espanha.
- Aos amigos do IIT/UPCO. Especialmente Luis Olmos Camacho, Álvaro López-Peña Fernández, Renato Dias Bleasby Rodrigues, e Carlos Rodriguez, pelas discussões diárias sobre os mais diversos temas relacionados a esta tese.
- O suporte financeiro oferecido pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) também foram essenciais para que esta obra pudesse ser concluída com sucesso.
- Por último, mas não menos importante, um especial agradecimento ao grande amigo Luiz Augusto Barroso da PSR. Pela grande amizade e pela constante preocupação em estar sempre abrindo portas e me incentivando academicamente.
- Finalmente, os amigos que acumulei durante a vida também foram, de alguma forma, essenciais para o desenvolvimento de todas as minhas realizações e frustrações.
- A todos vocês, o meu sincero muito obrigado.

Clodomiro Unsihuay Vila

Resumo

Esta tese aborda a questão do planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de energia elétrica considerando o setor gás natural e alguns critérios de desenvolvimento energético sustentável. Na primeira parte é proposta um modelo de expansão integrada de sistemas de energia elétrica e sistemas de gás natural- MESEGAS. Na segunda parte é proposto um modelo de expansão de sistemas de energia elétrica considerando múltiplos objetivos ligados ao desenvolvimento energético sustentável - MESEDES.

O primeiro modelo computacional - MESEGAS considera a inclusão da modelagem dos sistemas de produção, transporte e armazenagem de gás natural e gás natural liquefeito dentro da expansão de sistemas de geração e troncos de interligação de energia elétrica.

Similarmente, o modelo computacional MESEDES é um modelo multiobjetivo para a expansão do sistema de geração e troncos de interligação. Estes objetivos incorporam critérios de desenvolvimento energético sustentável tais como: i) minimização dos custos de investimentos e operação, de sistemas de geração, transmissão; ii) minimização das emissões de gases de efeito estufa; iii) maximização à diversificação energética por meio de fontes convencionais e não-convencionais.

Os dois modelos foram programados em GAMS. O modelo MESEGAS é ilustrado usando um caso de estudo de pequeno porte e outro caso de estudo considerando o sistema elétrico e gás natural brasileiro. Já no modelo MESEDES é ilustrado um caso de estudo didático.

Resultados mostram a importância da consideração das interações operacionais e econômicas com o setor gás natural e a internalização de questões sócio-ambientais e de segurança energética dentro de um modelo computacional para o planejamento de sistemas de energia elétrica. Um estudo integrado do planejamento permite formular alternativas de expansão mais estratégicas comparadas ao caso de considerar estes setores por separado. O outro aspecto é a necessidade de se considerar o desenvolvimento sustentável no processo de planejamento dos sistemas de energia elétrica.

Abstract

This thesis addresses the issue of the long-term expansion-planning of electric power generation systems considering the natural gas sector and some criteria for sustainable energy development. In the first part it is proposed a model to integrate expansion-planning of natural gas and electricity systems, the MESEGAS model. In the second part of this dissertation a model for expansion of power systems with multiobjective related to sustainable energy development, the MESEDES model is proposed.

The first computational model-MESEGAS is made by adding the modeling of systems of production, transport and storage of natural gas and liquefied natural gas into the expansion planning model of power generation and interconnection corridors of electrical energy system.

The MESEDES model is a multiobjective model for the expansion of the system of generation and interconnection corridors. These goals are those related to criteria for sustainable energy development such as: i) Minimization of the investment and operation costs of generation and transmission systems ii) minimization of gas emissions the greenhouse effect, iii) maximizing the diversification of energy resources.

Both models were programmed in GAMS. The MESEGAS model is illustrated using a small case study and another case study considering the Brazilian electric and natural gas systems. An application of MESEDES model is illustrated using a didactic case study.

The results show the importance of considering the operational and economic interactions between the natural gas sector and the internalization of socio-environmental issues in a computational model designed to electrical system expansion planning purposes. A study of integrated planning can develop more strategic expansion alternatives when compared to the case considering these sectors separately. The other important aspect is the inclusion of the sustainable development aspects on the expansion planning decision problem.

Índice geral

Dedicatória	iii
Agradecimentos	iv
Índice geral	viii
Índice de figuras	xiii
Índice de tabelas	xvi
Acrônimos e abreviaturas	xviii
Capítulo 1.....	20
1. Introdução.....	20
1.1. Motivações	20
1.2. Principais objetivos.....	26
1.3. Organização da Tese.....	28
Capítulo 2.....	30
2. Planejamento da Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação	30
2.1. Introdução.....	30
2.2. Breve histórico.....	31
2.3. Responsabilidades institucionais	32
2.4. Processo de planejamento	37
2.4.1. O planejamento de longo prazo	38
2.5. O planejamento da expansão do setor elétrico	42
2.6. Modelos computacionais para o planejamento da operação e da expansão	45
2.7. Modelo de expansão de sistemas de geração e troncos de interligação.....	48
2.7.1. Principais modelos de planejamento da expansão.....	49

2.8. Modelo de Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação - MESE	57
2.8.1. Índices e Conjuntos	57
2.8.2. Parâmetros	58
2.8.3. Variáveis.....	67
2.8.4. Função objetivo	68
2.8.5. Restrições	69
2.9. Considerações Finais	72
3. Modelo de Expansão Integrada de Sistemas Elétricos e Gás Natural	74
3.1. Introdução.....	74
3.2. Planejamento da expansão de sistemas de gás natural	75
3.2.1. Planejamento centralizado versus descentralizado	75
3.2.2. Modelos de planejamento da expansão.....	79
3.2.3. Modelagem do suprimento, transporte e armazenagem de GN e GNL.....	80
A) Aspectos Gerais.....	80
B) Modelagem.....	82
3.3. Planejamento de longo prazo de sistemas de gás natural: O modelo MEGAS....	87
3.3.1. Índices e Conjuntos	88
3.3.2. Parâmetros	88
3.3.3. Variáveis.....	90
3.3.4. Função objetivo	91
3.3.5. Restrições	92
3.4. Planejamento Integrado da Expansão do Setor Gás/Eletricidade.....	96
3.4.1. Modelos de planejamento integrado gás-eletricidade existentes.....	97
3.4.2. Integração energética do gás natural e a energia elétrica	98
3.4.3. Função objetivo	101
3.4.4. Restrições	103
3.5. Considerações Finais	109
Capítulo 4.....	110
4. Planejamento integrado gás/eletricidade usando o Modelo MESEGAS	110
4.1. Introdução.....	110
4.2. Caso Exemplo 1: Sistema Pequeno Porte	111
4.2.1. Resultados para o caso exemplo I.....	115

4.3. Caso Sistema Elétrico/Gás Brasileiro	122
4.3.1. Projeções de demanda eletricidade e gás natural.....	126
4.3.2. Resultados para o estudo de caso brasileiro	128
4.4. Considerações Finais	136
Capítulo 5.....	139
5. Análise de Decisão Multiobjetivo	139
5.1. Introdução.....	139
5.2. Classificação dos Métodos de Análise da Decisão Multicritério-MCDA	142
5.3. O Processo Analítico Hierárquico (AHP) na Análise da Decisão Multiatributo.....	144
5.4. Tomada de Decisão Multiobjetivo.....	153
5.4.1. Otimização Multiobjetivo.....	153
5.4.2. Processo da Tomada de Decisão no Contexto da Otimização Multiobjetivo	156
5.4.3. Escolha da Metodologia na Tomada de Decisão no Contexto da Otimização Multiobjetivo.....	158
5.4.4. Programação por metas como suporte ao método AHP.....	165
5.5. Considerações Finais	171
Capítulo 6.....	172
6. Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica Considerando Critérios de Desenvolvimento Eletro-Energético Sustentável: Um Modelo Multiobjetivo	172
6.1. Introdução.....	172
6.2. Pressupostos iniciais	173
6.3. Aspectos gerais do modelo MESEDES	176
6.4. Nomenclatura	177
6.4.1. Índices e conjuntos.....	177
6.4.2. Parâmetros	178
6.4.3. Variáveis.....	180
6.5. Alguns critérios de desenvolvimento eletro-energético sustentável.....	182
6.6. Problema de minimização dos custos de investimentos e operação de sistemas de geração	183
6.7. Minimização dos custos de investimentos de projetos de eficiência energética	184
6.8. Minimização das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) das usinas de geração	190

6.8.1. Ciclo de vida de usinas de geração e gases de efeito estufa.....	191
6.8.2. Consideração de GEE no ciclo de vida de usinas no modelo de planejamento	192
6.9. Minimização dos custos de tecnologias de captura de Gases de Efeito Estufa das Usinas Geradoras.....	193
6.9.1. Captura	194
6.9.2. Transporte.....	196
6.9.3. Armazenamento (sequestro).....	196
6.9.4. Custo de CAC.....	198
6.9.5. Capacidades de armazenamento	201
6.9.6. Consumo energético e impactos ambientais dos CAC	202
6.9.7. Dados quantitativos.....	203
6.9.8. Introdução aos Mercados de Carbono.....	205
6.9.9. Custos de investimento de tecnologias de captura dentro do modelo de planejamento	208
6.10. Maximização da diversificação da matriz energética dentro do modelo de expansão de sistemas de geração	211
6.11. O Modelo MESEDES	213
6.12. Solução do MESEDES.....	217
6.13. Caso estudo.....	219
6.13.1. Resultados.....	220
6.14. Considerações Finais	229
Capítulo 7.....	230
7. Conclusões.....	230
7.1. Conclusões	230
7.2. Sugestão de trabalhos futuros.....	234
Anexo A.....	235
A. Panorama Atual do Desenvolvimento Eletro-Energético Sustentável no Brasil	235
A.1. Introdução.....	235
A.2. Desenvolvimento Sustentável.....	236
A.3. Energia e Meio Ambiente	238
A.3.1 O Efeito Estufa e o Aquecimento Global	239
A.4. Planejamento eletro-energético voltado ao desenvolvimento sustentável	241

A.5. Plano Nacional e Energia, 2030 da EPE/MME: Uma discussão sobre a ótica do desenvolvimento sustentável.....	246
□ Hidreletricidade	248
□ Termeletricidade	249
A.6. A Agenda Elétrica Sustentável 2020 (AES) do WWF	251
A.7. Planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro visando o desenvolvimento Sustentável: Uma discussão.....	255
A.8. A Hidroeletricidade e o Desenvolvimento Sustentável	256
Anexo B.....	267
B. Dados de operação e de expansão do sistema de suprimento e interligações considerado nos casos de estudo	267
Bibliografia	291

Índice de figuras

Figura 2-1. Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	34
Figura 2-2. Estrutura Atual do Ministério de Minas e Energia.....	34
Figura 2-3. Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral.	39
Figura 2-4. PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados.	42
Figura 2-5. Representação de Incertezas versus Detalhamento do Sistema.	43
Figura 2-6. Cadeia de modelos computacionais para o planejamento da operação e da expansão energética.	46
Figura 2-7. Fator de Capacidade de Usinas Térmicas em função do custo do combustível. Fonte: (Brasil, 2007)	62
Figura 2-8. Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas (em função do custo marginal de operação). Fonte: MME, 2007	62
Figura 2-9. Fluxo de caixa dos custos totais de uma hidrelétrica e de uma termelétrica considerando o esquema MELP e o modelo proposto MESE.	65
Figura 3-1. Exemplo da modelagem de sistemas de gás natural.	83
Figura 3-2. Representação de um gasoduto.	84
Figura 3-3. Representação de um reservatório de GN/GNL.	85
Figura 3-4. Curva de duração de carga de GN.....	86
Figura 3-5. Representação conjunta dos setores de gás e eletricidade. (PSR, 2007)	98
Figura 3-6. Representação da integração das redes de gás natural com redes de elétricas através de UTEs.....	99
Figura 4-1. Sistema integrado gás/eletricidade para o caso exemplo.	111
Figura 4-2. Despacho de GN e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.	115
Figura 4-3. Volume armazenado de GN em cada um dos reservatórios ao longo do horizonte de planejamento.	116

Figura 4-4. Despacho de energia elétrica e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.	117
Figura 4-5. Custo marginal de expansão no subsistema SE em cada patamar ao longo do horizonte de planejamento.	119
Figura 4-6. Custo marginal de expansão no subsistema SE em cada patamar ao longo do horizonte de planejamento.	120
Figura 4-7. Despacho de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento.....	121
Figura 4-8. Sistema interconectado de gás natural brasileiro, considerado neste trabalho.	122
Figura 4-9. Sistema interconectado do sistema elétrico brasileiro, considerado neste trabalho.	123
Figura 4-10. Projeção do consumo de eletricidade: total e em cada um dos subsistemas.....	126
Figura 4-11. Projeção do consumo de eletricidade: total e em cada um dos subsistemas.....	127
Figura 4-12. Evolução da capacidade instalada total de geração de energia elétrica por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso médio....	128
Figura 4-13. Evolução da capacidade instalada total de suprimento de GN por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico médio.	129
Figura 4-14. Evolução da capacidade instalada total de geração de energia elétrica por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico crítico.	130
Figura 4-15. Evolução da capacidade instalada total de suprimento de GN por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico crítico.	131
Figura 4-16. Custo marginal de expansão do gás natural na área Rio de Janeiro.....	134
Figura 4-17. Custo marginal de expansão de eletricidade no subsistema SE/CO	134
Figura 5-1. Classificação da MCDA	143
Figura 5-2. Fluxograma geral do método AHP	146
Figura 5-3. Estrutura Hierárquica Básica do método AHP.	148
Figura 6-1. O sistema de energia elétrica considerado neste caso exemplo.....	220
Figura 6-2. Visualização gráfica do conjunto solução compromisso.....	224
Figura 6-3. Despacho e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.	225
Figura 6-4. Quantidade de CO ₂ -eq capturado pelas usinas geradoras, no caso de custo de penalidade do excesso de emissão seja nulo.	227
Figura 6-5. Quantidade de CO ₂ -eq capturado pelas usinas geradoras, no caso de custo de penalidade pelo excesso seja 100 US\$/tonCO ₂ -eq.....	227

Figura 6-6. Despacho das usinas geradoras ao longo do período, quando se considera um custo de penalidade pelo excesso seja 100 US\$/tonCO ₂ -eq.....	229
Figura A-1. O afeito estufa.	239
Figura A-2 Estrutura da Oferta de Eletricidade. Fonte: (Brasil, 2007).....	246
Figura A-3: Estrutura do Consumo de Eletricidade. Fonte: (Brasil, 2007).....	247

Índice de tabelas

Tabela 4-1. Dados de investimento e operação de usinas de geração do sistema de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.	112
Tabela 4-2. Dados de investimento de interconexões do sistema de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.	113
Tabela 4-3. Dados de investimento e operação das instalações de fornecimento de GN/GNL do sistema a gás natural. Fonte: Elaboração própria.	113
Tabela 4-4. Dados de investimento de interconexões do sistema a gás natural. Fonte: Elaboração própria.	114
Tabela 4-5. Dados de investimento dos reservatórios de GN. Fonte: Elaboração própria.	114
Tabela 4-6. Custo total no cenário hidrológico médio e crítico/seco.	133
Tabela 4-7. Custos de para um planejamento integrado e separado do setor gas/eletricidade.	135
Tabela 5-1. Escala Fundamental de Saaty para comparação par-a-par.	149
Tabela 5-2. Valores de CR em função da ordem na matriz.	153
Tabela 5-3. Pesos resultantes e ordenação associados a cada parâmetro de controle λ	169
Tabela 5-4. Pesos resultantes e ordenação associada a cada parâmetro de controle λ	171
Tabela 6-5. Custos por kWh numa central com e sem sistemas CAC - Fonte: IPCC.	198
Tabela 6-6. Custos das várias componentes dos sistemas CAC - Fonte: (IPCC, 2007).	198
Tabela 6-7. Custo da mitigação (US\$/tonCO ₂ evitado)- Fonte: (IPCC, 2007).	199
Tabela 6-8. Estimativas teóricas de capacidade de armazenamento para vários depósitos.	201
Tabela 6-9. Matriz de pagos dos três objetivos considerados.	221

Tabela 6-10. Pesos dos objetivos considerados.....	222
Tabela 6-11. Conjunto de soluções compromisso.....	223
Tabela 6-12. Resultados para a solução de compromisso L_∞ , para diferentes valores de penalidades de GEE.....	226
Tabela B-1. Dados de investimento e operação de usinas de geração do sistema de energia elétrica- Caso de estudo Brasileiro.....	268
Tabela B-2. Dados de investimento e operação das interligações do sistema de energia elétrica- Caso de estudo Brasileiro.....	278
Tabela B-3. Dados de investimento e operação do suprimento de gás natural - Caso de estudo Brasileiro.....	280
Tabela B-4. Dados de investimento e operação das interligações de gás natural- Caso de estudo Brasileiro.....	282
Tabela B-5. Demanda de Eletricidade- - Caso de estudo do Capítulo 6.....	285
Tabela B-6. Dados de investimento e operação das interligações do sistema de energia elétrica- Caso de estudo do Capítulo 6.....	286
Tabela B-7. Dados de investimento e operação do sistema de geração e GLD de energia elétrica- Caso de estudo do Capítulo 6.....	287
Tabela B-8. Dados de investimento e operação do sistema de geração e GLD e do sistema de captura de CO ₂ associados aos sistema de geração- Caso de estudo do Capítulo 6.....	289

Acrônimos e abreviaturas

ACV	Análise de Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AHP	<i>Analytical Hierarchical Process</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
CAC	Captura e Armazenamento de Carvão
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GN	Gás Natural
GNL	<i>Gás Natural Liquefeito</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GLD	Gerenciamento do Lado da Demanda
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MARKAL	<i>Market Allocation</i>
MCDM	<i>Multiple-Criteria Decision-Making</i>
MCMLP	Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo

MEDEM	Modelo de Estimativa de Parâmetros Demográficos
MESEGAS	Modelo de Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica e Gás Natural
MESEDES	Modelo de Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Energia Elétrica com critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável
MIPE	Modelo Integrado de Planejamento Energético
MSR	Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PEE	Programa de Eficiência Energética.
PIR	Planejamento Integrado de Recursos
PROCEL	Programa de Conservação de Energia Elétrica
TGEP	<i>Traditional Generation Expansion Planning</i>
TIMES	<i>The Integrated MARKAL-EFOM System</i>
UE-ETS	<i>European Union Emission Trade System</i>
IEI	<i>International Energy Initiative</i>
WASP	<i>Wien Automatic System Planning Package</i>

Capítulo 1

Introdução

1.1. Motivações

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.

O Ministério de Minas e Energia através de Empresa de Pesquisa Energética (EPE) anunciou recentemente uma projeção do aumento da participação de usinas termelétricas a gás natural na matriz energética brasileira durante os próximos 23 (vinte e três) anos, isto é, até o ano de 2030.

Cada vez mais o gás natural vem ocupando espaço na matriz energética nacional, grande parcela por conta da geração termelétrica. O gás natural representa diversificação com competitividade e ganhos ambientais quando comparados a outras fontes energéticas fósseis.

A eletricidade gerada pelo gás natural, incluindo as centrais elétricas autoprodutoras, totalizou 18,2 TWh, representando 5,0% do total de eletricidade produzida no país em 2007. A capacidade instalada de geração elétrica a gás natural representa atualmente cerca de 10% dos 100 GW existentes no Brasil. A expectativa é de que este percentual cresça, assim como deverá crescer a participação de todas as termelétricas, sendo que as participações das usinas a gás natural e de bagaço de cana deverão ter crescimento mais acentuado (ANEEL, 2008).

A disponibilidade futura de oferta de gás natural (GN) para atender a esta crescente demanda poderá vir tanto pelo aumento da produção doméstica nas bacias marítimas de Santos, de Campos e do Espírito Santo, e mais a longo prazo da bacia do pré-sal. Além da produção doméstica, pode-se incorporar a importação deste insumo, o que pode ocorrer tanto através de gasodutos dos países vizinhos como a importação de gás natural liquefeito (GNL). A importação de GNL é uma solução ao problema de déficit de gás natural que existe no curto prazo. Porém no longo prazo, diversificar o suprimento de GN/GNL talvez seja um bom caminho a seguir visando a flexibilidade e segurança energética no Brasil.

O mercado de gás natural no Brasil vem passando por um período de forte turbulência em função da falta de uma oferta doméstica adequada e da dependência do fornecimento Boliviano. A rápida expansão da demanda nos últimos anos resultou numa escassez de oferta que tem mudado a política gasífera nacional definindo a forma de consumo deste combustível. Por um lado, o governo elegeu o setor elétrico como consumo prioritário; por outro lado, permitiu à Petrobras adotar uma política de forte elevação de preços para desestimular o crescimento do consumo nos outros segmentos.

A descoberta do pré-sal descortina uma nova realidade no que tange ao potencial de oferta de gás natural no Brasil. A possibilidade de abundância de gás pode representar uma grande oportunidade para uma nova política gasífera que busque disponibilizar para o país grande quantidade de energia a preços competitivos. A indústria do gás natural tem o potencial para se tornar um fator importante de industrialização e desenvolvimento.

A falta de uma conjugação perfeita entre a indústria do gás natural e a energia elétrica tem provocado custos adicionais que poderiam ser evitados. Não se pode construir uma infra-estrutura para funcionar 30% do tempo seja pela falta de gás natural ou pelo excesso de hidroeletricidade. É muito preocupante que ainda não exista um planejamento de longo prazo do setor de gás casado com o setor de energia elétrica. Ainda não se conseguiu estabelecer uma relação entre esses dois setores que se convergem.

Ao se discutir a indústria de gás natural e a geração de energia elétrica não se pode esquecer que o meio ambiente é prejudicado pelo uso de combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás) para energia e transporte. Como consequência, as mudanças climáticas já estão afetando a vida de bilhões de pessoas. A previsão é que essas alterações no clima destruirão o modo de vida de muitas pessoas nos países em desenvolvimento, além de acarretar a perda de ecossistemas e espécies nas próximas décadas. É necessário reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa, tanto por razões ambientais como econômicas (Ipcc, 2007).

O estudo recente da COPPE "Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil" (Schaeffer, Szklo et al., 2008) aponta os impactos que o aquecimento global e as conseqüentes mudanças do clima causarão no sistema energético brasileiro. Segundo esta pesquisa o sistema brasileiro de energia é vulnerável às mudanças climáticas. Os resultados obtidos revelam uma tendência à perda de capacidade de geração de energia de todas as fontes estudadas, salvo a cana-de-açúcar, e em todas as regiões. Segundo o mesmo estudo, o impacto da mudança do clima global será mais intenso no Nordeste. Caso se confirmem as projeções de alterações climáticas para o Brasil no período 2071–2100, a região terá reduções importantes na capacidade de geração de energia hidráulica, eólica e de biodiesel. A produção de energia das usinas hidrelétricas da bacia do rio São Francisco pode cair em até 7,7%. O potencial de energia eólica se concentraria na costa, reduzindo-se no interior e afetando o total nacional, que pode cair em até 60%. A produção de biodiesel no Nordeste também seria prejudicada, principalmente por causa dos impactos sobre os cultivos de soja e mamona, o que afetaria o programa governamental de incentivo à agricultura familiar para produção de bicompostíveis.

Diante desta constatação, surge a idéia do Desenvolvimento Energético Sustentável (DES), buscando conciliar o desenvolvimento econômico com a preservação ambiental

e, ainda, ao fim da pobreza no mundo. O desenvolvimento eletro - energético do setor elétrico dentro do contexto sustentável, estuda a viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental das fontes primárias de energia elétrica promovendo a diversificação da matriz energética com fontes renováveis e tecnologias menos poluentes, promovendo a eficiência energética e ainda visando garantir o acesso universal do serviço de energia elétrica à totalidade da população. Isto pode ser resumido como a necessidade da criação de políticas energéticas para promover que o setor elétrico seja mais competitivo, porém sustentável e com segurança no abastecimento de longo prazo.

Sendo assim, o Ministério de Minas e Energia através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vêm expondo a necessidade de desenvolver metodologias que dêem suporte à incorporação da dimensão sócio-ambiental de modo formal e sistemático no processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. Isto também é recomendado pelo Comitê Técnico de Estudos Sócio-Ambientais (CTSA) do Ministério de Minas e Energia, que sugere adotar critérios que tratem de aspectos energéticos e ambientais de maneira integrada..

Neste contexto, a adoção desta abordagem, pelo setor elétrico, tem como objetivo atender aos compromissos com o desenvolvimento sustentável e contribuir para a redução das incertezas e riscos inerentes à questão sócio-ambiental associados aos empreendimentos do setor. O planejamento energético da expansão da geração num contexto sustentável estuda a viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental das fontes primárias de energia elétrica promovendo a diversificação da matriz energética com fontes renováveis e não renováveis e promover a eficiência energética. Atualmente, a maioria dos modelos de expansão da geração, por exemplo, o modelo MELP da CEPEL modelam o problema de planejamento como um problema de otimização apenas com um objetivo, isto é consideram apenas o custo total de operação e expansão. Isso é porque nesse modelo é assumido que cada um dos projetos potenciais já passou individualmente por uma análise da viabilidade ambiental ou licenciamento ambiental. Neste modelo os critérios econômicos e ambientais são feitos em forma separada e a internalização de custos sócio-ambientais dentro do modelo de otimização não é considerada.

O planejamento energético deve absorver a influência sócio-ambiental e integrar as necessidades inerentes dos diferentes grupos sociais afetados ou beneficiados na tomada de decisão. Portanto, é necessário incorporar múltiplos objetivos conflitantes tais como: econômicos, sociais, políticos e ambientais. Metodologias multicritérios ou multiobjetivo são ferramentas desenhadas para lidar com estes aspectos, já que incorpora uma visão sistemática e integrada do problema. Isto é, os tomadores de decisão podem modelar a natureza conflitante e as interações entre os diferentes objetivos para selecionar satisfatoriamente soluções conciliadoras para problema de planejamento energético da expansão do setor elétrico.

A preocupação com o meio ambiente levou os países da Organização das Nações Unidas a assinarem um acordo que estipulasse controle sobre as intervenções humanas no clima. Este acordo nasceu em dezembro de 1999 com a assinatura do Protocolo de Quioto. Desta forma, o Protocolo de Quioto determina que países desenvolvidos signatários, reduzam suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 5,2%, em média, relativas ao ano de 1990, entre 2008 e 2012. Esse período é também conhecido como primeiro período de compromisso. Para não comprometer as economias desses países, o protocolo estabeleceu que parte desta redução de GEE pode ser feita através de negociação com nações através dos mecanismos de flexibilização (Ipcc, 2007).

Créditos de carbono criam um mercado para a redução de GEE dando um valor monetário à poluição. Acordos internacionais como o Protocolo de Quioto determinam uma cota máxima que países desenvolvidos podem emitir. Os países por sua vez criam leis que restringem as emissões de GEE. Assim, aqueles países ou indústrias que não conseguem atingir as metas de reduções de emissões, tornam-se compradores de créditos de carbono. Por outro lado, aquelas indústrias que conseguiram diminuir suas emissões abaixo das cotas determinadas, podem vender o excedente de "redução de emissão" ou "permissão de emissão" no mercado nacional ou internacional. Os países desenvolvidos podem promover a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE) em países em desenvolvimento como o Brasil, através do mercado de carbono quando adquirem créditos de carbono provenientes destes países.

Neste contexto, a recente entrada em vigor do Protocolo de Quioto e as pesadas multas impostas às empresas européias que não conseguirem reduzir as suas emissões de

CO₂, fazem do mercado de carbono uma realidade na América Latina. O Brasil se destaca como um dos países de maior potencial para exportar créditos de carbono no mundo, em grande parte, devido ao seu potencial para produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Outro aspecto relevante do critério de desenvolvimento sustentável é a eficiência energética. Eficiência Energética é muito mais do que uma (EE) opção energética, é uma alternativa estratégica para ampliar a segurança de fornecimento de energia ao mercado nacional. O elevado grau de complementaridade entre as diferentes fontes energéticas destinadas à geração de eletricidade no Brasil agrega valor às políticas e programas que visem ampliar a utilização dessas fontes na matriz do setor energético nacional. O que é novo e significativo, quando se trata da geração de energia, não é simplesmente o maior ou menor grau de utilização das energias renováveis e da EE nas matrizes energéticas dos países, mas a crescente consciência mundial sobre a necessidade da adoção de novos padrões de geração e consumo responsável de energia, compatíveis com o desenvolvimento e o uso sustentáveis dos recursos energéticos. Nesse contexto, as políticas e programas de incentivo ganham força e se constituem em respostas efetivas para garantir que se instaure um círculo virtuoso entre geração de energia, desenvolvimento e sustentabilidade ambiental. Na atualidade tem-se um interessante contexto, seja pela dinâmica do setor energético, seja pelas mudanças institucionais e climáticas, a configurar uma gama de oportunidades para que o uso racional da energia seja buscado de forma integrada e complementar - desde os recursos primários, até sua conversão pelo consumidor final. Por tanto, o desenvolvimento de modelos computacionais para a internalização dos aspectos socioeconômicos das opções de programas de Gerenciamento do Lado da Demanda dentro de modelos de expansão de longo prazo de sistema de geração é muito importante.

O tema da diversificação energética e seu impacto na segurança energética como uma forma de desenvolvimento sustentável é outra questão vital. Seja no Brasil ou no mundo a consideração deste importante tema como um critério de desenvolvimento sustentável está atualmente em contínuo desenvolvimento. As referências (Li, 2005), (Grubb, Buttler *et al.*, 2006; Bishop, Amarutanga *et al.*, 2008), concordam que o sistema só pode ser sustentável se tiver uma diversificação energética e localização de fon-

tes de energia elétrica apropriadamente. Além disso, deve assegurar que o impacto da utilização de cada fonte está dentro de limites ambientais. E ainda afirmam que o sistema elétrico é sustentável não é apenas porque a sua matriz energética seja renovável, mas também a consideração deve ser dada à adequação das questões mais amplas, tais como a flexibilidade operativa, a segurança do suprimento energético de longo prazo e interdependência.

Referências (Grubb, Buttler *et al.*, 2006; Pérez-Arriaga, 2007a) descrevem a segurança energética como a capacidade de um sistema para atender o crescimento da demanda sem impactar negativamente à economia. Estes mesmos autores argumentam que a dominância de uma única fonte de energia é insustentável no longo prazo e, além disso, é uma "catástrofe esperando para acontecer". A segurança energética deve ser enfrentada como um bem público, porém atualmente é sub-valorizado.

1.2. Principais objetivos

Este trabalho tem dois objetivos principais:

i) incorporar a infra-estrutura de transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural dentro da modelagem do planejamento da expansão de sistemas de geração e troncos de interligação. A via física na qual integra os sistemas de gás natural e o sistema elétrico é feita através de usinas de geração convencional ou de co-geração que consomem gás natural diretamente desde pontos de entrega nas redes de gasodutos. O modelo MESEGAS é um modelo computacional proposto para efetuar o planejamento da expansão do setor eletricidade e gás de forma conjunta;

ii) Outro objetivo é incorporar as questões de sustentabilidade no modelo de planejamento da expansão da geração e interligações. O modelo proposto MESEDES otimiza simultaneamente objetivos múltiplos: minimiza os custos (de operação e expansão), minimiza os impactos sócio-ambientais e maximiza a diversificação energética no horizonte do planejamento multiestágio.

A entrada em vigor do Protocolo de Quioto e as pesadas multas impostas às empresas européias que não conseguirem reduzir as suas emissões de gases de efeito estufa (GEE), fazem do mercado de carbono uma realidade na América Latina. O Brasil se destaca como um dos países de maior potencial para exportar créditos de carbono no mundo, em grande parte, devido ao seu potencial para produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis. No contexto de planejamento centralizado da expansão de sistemas de geração, o mercado de carbono pode ser considerado assumindo que o Governo atua como um empreendedor, ou seja se pressupõe que, ele é o “dono” de todos os empreendimentos de geração e transporte de geração elétrica. Sob esta premissa, neste trabalho considera-se que o “empreendedor (o governo)” deseja otimizar o seu ganho decorrente dos investimentos em projetos de geração de energia elétrica usando fontes renováveis. O ganho é obtido quando estes créditos de carbono são comercializados no mercado internacional.

No contexto de um “mercado de carbono” considerado neste trabalho, caso as emissões resultantes de gases de efeito estufa (GEE) sejam maiores a um determinado nível (ou permissão de emissão), o planejador tem as seguintes opções:

- a) Reduzir suas emissões para seus níveis permitidos através de investimento em tecnologias de captura e armazenagem de CO₂.
- b) Ou pagar a penalidade correspondente pelo excesso de emissão de CO₂.

No segundo caso, esta penalidade é cobrada em países que estão obrigados a reduzir estes gases. Em países em desenvolvimento esta penalidade não é cobrada mas é considerada neste trabalho para efeito de comparação.

Dado o caráter social e político da integração energética, a otimização dos recursos passa pela definição de objetivos que dependem de cada sociedade. A internalização da participação dos diversos agentes do setor elétrico e dos setores da sociedade no processo de planejamento pode ser incluída no modelo proposto. A preferência de cada agente é traduzida através dos pesos ou preferências que são incluídos na função objetivo. Estes pesos são previamente avaliados através do método AHP (*Analytical Hierarchical*

Process), com uma agregação estabelecida através da metodologia de programação por metas.

1.3. Organização da Tese

Neste capítulo foram apresentados além das motivações deste trabalho os principais objetivos para solução do problema de planejamento integrada do sistema elétrico e de gás e também aspectos da planificação de sistemas de energia elétrica considerando critérios de desenvolvimento sustentável.

No capítulo 2 é abordado o tema de planejamento da expansão de sistemas de geração e interligações de energia elétrica. O processo histórico do planejamento do setor elétrico no Brasil é apresentado assim como os conceitos e métodos para a formulação computacional. O capítulo termina com o modelo proposto.

No capítulo 3 são formulados modelos computacionais para o planejamento da expansão integrada de longo prazo de sistemas de geração, troncos de interligação de sistemas de energia elétrica e sistemas de gás natural. Inicialmente é abordado o tema do planejamento centralizado e descentralizado da indústria do gás natural. A seguir é formulado um modelo computacional para a expansão de longo prazo de sistemas de produção e transporte de gás natural, o modelo MEGAS. Finalmente, é formulado um modelo para o planejamento da expansão integrada de sistemas de energia elétrica e gás natural, o modelo MESEGAS.

No capítulo 4 é descrita a utilização do modelo proposto MESEGAS. Para isso é considerado um caso de estudo didático e outro baseado em dados do sistema elétrico e de gás natural do Brasil.

No capítulo 5 é descrita a metodologia de decisão multicritério ou multiobjetivo e sua potencialidade para lidar com problemas de planejamento de sistemas de geração considerando os critérios de desenvolvimento energético sustentável.

O capítulo 6 aborda a modelagem computacional do modelo de expansão de longo prazo de sistemas de expansão considerando critérios de desenvolvimento sustentável. A descrição computacional e a sua aplicação num caso de estudo são apresentadas. Por fim no capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões para desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Planejamento da Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação

2.1. Introdução

Neste capítulo é abordado o tema de planejamento da expansão de sistemas de geração e interligações de energia elétrica. Nas seções iniciais são descrito brevemente o processo histórico do planejamento do setor elétrico no Brasil. Nas seções seguintes são descritos aspectos conceituais e metodológicas da modelagem e formulação computacional para a otimização do planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de geração. Na seção ante-penúltima é formulado um modelo de expansão de longo prazo de sistemas de geração e interligações de energia elétrica. Finalmente, as considerações finais referentes a este capítulo são descritos.

2.2. Breve histórico

Até meados da década de 90 o setor elétrico brasileiro era constituído predominantemente por empresas verticalmente integradas, com controle estatal, federal ou estadual. A partir de 1995, seguindo uma tendência internacional, começou a ser implantada uma reforma do modelo então vigente, com a promulgação da Lei nº. 9.074. Com essa lei, foram dados os primeiros passos na direção de introduzir a competição na geração e na comercialização de energia elétrica, bem como iniciou-se o processo de privatização da distribuição. No ano seguinte foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica. Em 1998, como resultado do Projeto de Restruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), a Lei nº. 9.648 instituiu o Mercado Atacadista de Energia e fez surgir um novo tipo de agente – os comercializadores. Além disso, esta lei estabeleceu o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Assim, sem entrar no mérito de se analisar a eficiência, pode-se afirmar que no marco regulatório anterior (oriundo do projeto RESEB) as questões da operação eletro-energética, bem como da comercialização de energia elétrica, ficaram bem delineadas. Entretanto, a função planejamento ficou para ser discutida e detalhada em uma segunda etapa, que não aconteceu. Na realidade, ocorreu uma mudança da estrutura que dava suporte ao planejamento setorial. Foi extinto o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), coordenado pela ELETROBRÁS, e em seu lugar, instituiu-se o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), na esfera do MME. Também, conferiu-se ao planejamento da expansão da geração e da transmissão um caráter indicativo. Essas mudanças, associadas à instabilidade que se verificou nas equipes responsáveis pela elaboração do planejamento, nos últimos anos, reduziram, na prática, a eficácia dessa função. Com o novo marco regulatório, consubstanciado pelas Leis no. 10.847 (criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE) e 10.848 (Nova Lei de Comercialização de Energia), de 15 de março de 2004, ocorreu o resgate dessa importante função integradora atualmente em fase de consolidação. Através do Decreto nº. 5.267 houve a reestruturação do Ministério de Minas e Energia, com a criação de uma Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético que coordenasse este processo, a qual veio instrumentar o MME, para que o art. 174º da

Constituição Federal efetivamente fosse implementado, já que planejamento é função indelegável do Governo.

Os desafios futuros do planejamento energético como segurança energética, aspectos sócio-ambientais, modicidade tarifária, integração energética sul-americana apontam a necessidade de uma forte interação com a sociedade. As instituições como o MME e a EPE a partir de quadros técnicos preparados passam a extrapolar a visão momentânea de um determinado governo, dando espaço a um planejamento mais perene para cumprir o que a nação brasileira necessita em termos energéticos.

Com a volta do planejamento energético se pode concluir que o Estado Brasileiro volta a ter a capacidade de previsibilidade que aliado ao processo de leilões de compra de energia sob sua direção acaba tendo um domínio sobre o mercado.

2.3. Responsabilidades institucionais

Com o marco regulatório instituído em 2004 por meio das Leis nº. 10.848 e nº. 10.847 de 15 de março de 2004 e Decretos nº. 5.184, de 16 de setembro de 2004 e nº. 5.267 de 09 de novembro de 2004 são as seguintes as principais entidades do setor elétrico e suas respectivas funções.

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: órgão de assessoramento do Presidente da República homologação da política energética, a quem compete propor, em articulação com as demais políticas públicas, a formulação de políticas e diretrizes de energia, destinadas, entre outros aspectos, a: promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país; assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso; rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis; e estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear.

Ministério de Minas e Energia – MME: formulação de políticas para o setor energético, implementação dessas políticas energéticas, responsabilidade pelo planejamento energético e exercício do Poder Concedente;

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal

Empresa de Pesquisa Energética – EPE: execução dos estudos de planejamento energético;

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: administração da contratação das instalações de geração e liquidação das diferenças contratuais de todos os agentes do setor elétrico;

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: operação integrada e centralizada do sistema elétrico interligado e administração da contratação das instalações de transmissão;

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: monitoramento das condições de atendimento, no horizonte de cinco anos, com o objetivo de assegurar a implementação de providências com vistas a garantir a normalidade do suprimento de energia elétrica (coordenação do MME, com a participação da EPE, do ONS, da CCEE e da ANEEL);

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS: financiamento, em caráter complementar, da expansão do setor elétrico; exercício da função de holding das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia de ITAIPU e de fontes alternativas contempladas pelo PROINFA; e a coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados.



Figura 2-1. Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

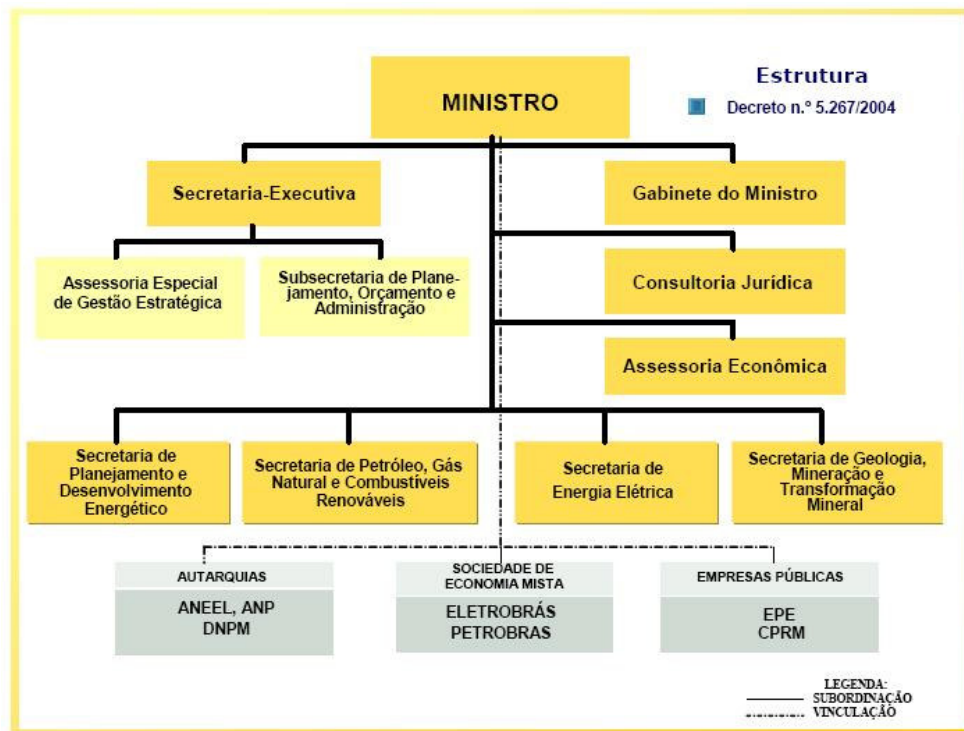


Figura 2-2. Estrutura Atual do Ministério de Minas e Energia.

A Figura 2-1 mostra a organização institucional do setor elétrico brasileiro enquanto que a Figura 2-2 descreve a estrutura atual do Ministério de Minas e Energia.

Com relação ao planejamento, ressalta-se que a Constituição Federal de 1988, em seu art. 174º, preconiza que compete exclusivamente à União a responsabilidade pelo planejamento. No caso do setor energético, esta competência é exercida por meio do Ministério de Minas e Energia (MME), que atua na qualidade de poder concedente e de responsável pelo planejamento da expansão energética nacional.

Segundo o Decreto nº. 5.267 de 09 de novembro de 2004, que estruturou a organização do Ministério de Minas e Energia, compete à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) “coordenar os estudos de planejamento energético setorial”, conforme o inciso VI, do art. 9º, Seção II, deste Decreto.

Por outro lado, a Lei nº. 10.847, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto nº. 5.184, de 16 de setembro de 2004, autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Assim, o relacionamento entre o MME e a EPE considera por princípio básico que o MME, na qualidade de poder concedente e responsável pelo planejamento da expansão energética nacional, é o contratante dos estudos a serem desenvolvidos pela EPE.

Desta forma, os estudos conduzidos pela EPE, como contratada, servem de subsídios à formulação de políticas e ao planejamento energético conduzidos pelo MME, de acordo com o estabelecido no parágrafo único do art. 4º, da Lei nº. 10.847, de 16 de março de 2004. No âmbito interno do MME, a Coordenação do Planejamento Energético se desenvolve através de articulações da SPE com a Secretaria de Energia Elétrica (SEE) e a Secretaria de Petróleo, Gás e Combustíveis Renováveis (SPG), subordinado ao estabelecido no inciso II do art. 9º, Seção II, do Decreto anteriormente citado (“assegurar a integração setorial no âmbito do Ministério”), inclusive para possibilitar o cumprimento do inciso VII do mesmo artigo (“promover e apoiar a articulação do setor energético”).

No âmbito externo e no que concerne ao relacionamento com a EPE, o processo de coordenação inicia-se com a proposição por parte da SPE e aprovação pelo MME da

definição dos estudos a serem desenvolvidos pela EPE, sendo cada estudo caracterizado por um Termo de Referência, o qual deverá incorporar as orientações e diretrizes definidas pelo MME, o detalhamento técnico das etapas dos trabalhos e os procedimentos de acompanhamento, supervisão e aprovação do estudo por parte da SPE. Não obstante, determinados estudos poderão ser conduzidos diretamente pela SPE, podendo contar com apoio da EPE na elaboração dos mesmos.

Ainda no âmbito de competências, é importante ainda destacar o artigo 10 do citado Decreto nº. 5.267, de 9 de novembro de 2004, que estabelece as competências do Ministério de Minas e Energia, dentre as quais destacamos o parágrafo único, o inciso II: “II - zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país”.

As principais atividades relacionadas ao cumprimento desta competência do MME são as seguintes: planejamento da expansão; planejamento e programação da operação; comercialização de energia; definição e cálculo da garantia física e energia assegurada dos empreendimentos de geração; elaboração das diretrizes para a realização de leilões de compra de energia elétrica; e acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e respectivos dos encargos de uso das redes.

Naturalmente, a aferição das condições de equilíbrio no cotidiano e na visão futura, assim como as decisões estratégicas associadas, implicam em que as atividades citadas não podem ser desenvolvidas de forma isolada. Ao contrário, elas exigem níveis relevantes de coordenação e integração.

A partir das estratégias emanadas pelo Conselho Nacional de Política Energética, um dos principais instrumentos que o MME dispõe para “zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país” é o conjunto de metodologias e programas computacionais, desenvolvidos e aperfeiçoados por décadas no setor elétrico brasileiro, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL (Maceira, Terry et al., 2002) , com a participação de todos os agentes, e aderentes às características únicas do país.

2.4. Processo de planejamento

No processo de resgate do planejamento energético, o MME prioriza a elaboração anual de cinco produtos ou estudos. Os estudos existentes atualmente são:

- Plano Nacional de Energia (PNE) – 2030;
- Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) – 2007/2016;

Os produtos priorizados pelo MME desenvolvidos possuem uma forte ligação entre si, o que é inerente ao processo de planejamento. Observa-se também que à medida que o horizonte de planejamento aumenta, maiores são as incertezas presentes e o grau de detalhamento dos modelos diminui.

No Balanço Energético Nacional (BEN) são compiladas, tomando por base o ano anterior, as informações estatísticas relativas à oferta e consumo de energia no Brasil, nas formas primárias e secundárias, discriminadas pelas atividades de produção, estoques, comércio externo, transformação, distribuição e consumo nos setores econômicos.

A Matriz Energética Nacional (MEN) é uma simulação do Balanço Energético Nacional (BEN) para o futuro e sua elaboração é a base para a formulação de políticas energéticas, que por sua vez são as bases para o Planejamento Energético Nacional.

O Plano Nacional de Energia (PNE) é um instrumento fundamental para o planejamento de longo prazo do Setor Energético do país, orientando tendências e balizando as alternativas de expansão do sistema nas próximas décadas, através da orientação estratégica da expansão.

O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (PDEE), além de subsidiar a elaboração de vários produtos, principalmente a elaboração do Programa de licitações de usinas e de linhas de transmissão fornece ao mercado uma referência para a expansão setorial, permitindo minimizar as incertezas na elaboração do planejamento estratégico pelos agentes, bem como fornecer indicadores, como a evolução das tarifas, custos marginais, demandas para a indústria, etc.

2.4.1. O planejamento de longo prazo

Já que este trabalho foca o planejamento de longo prazo de expansão do setor elétrico, esta subseção descreve brevemente os aspectos metodológicos para a realização do planejamento de longo do setor energético brasileiro. Com isto tenta-se prover neste trabalho, uma visão geral do procedimento metodológico para o planejamento de longo prazo do setor energético usado atualmente no Brasil.

Os estudos desenvolvidos para o Plano Nacional de Energia- PNE 2030 podem ser estruturados em quatro grandes grupos, a saber:

- **Módulo macroeconômico**, que compreendeu a formulação de cenários de longo prazo para as economias mundial e nacional;
- **Módulo de demanda**, que compreendeu o estabelecimento de premissas setoriais, demográficas e de conservação de energia resultando nas projeções do consumo final de energia;
- **Módulo de oferta**, que compreendeu, principalmente, o estudo dos recursos energéticos, envolvendo aspectos relacionados à tecnologia, aos preços, ao meio ambiente, à avaliação econômica da competitividade das fontes e dos impactos da regulação, permitindo a formulação de alternativas para a expansão da oferta frente a uma evolução e perada da demanda;
- **Estudos finais**, que compreenderam a integração dos estudos de oferta e de demanda, inclusive a reavaliação das projeções iniciais de consumo dos energéticos, *vis-à-vis* aspectos de natureza política, estratégica, institucional e de segurança energética, que culminaram com as projeções finais de consumo e de oferta interna de energia.

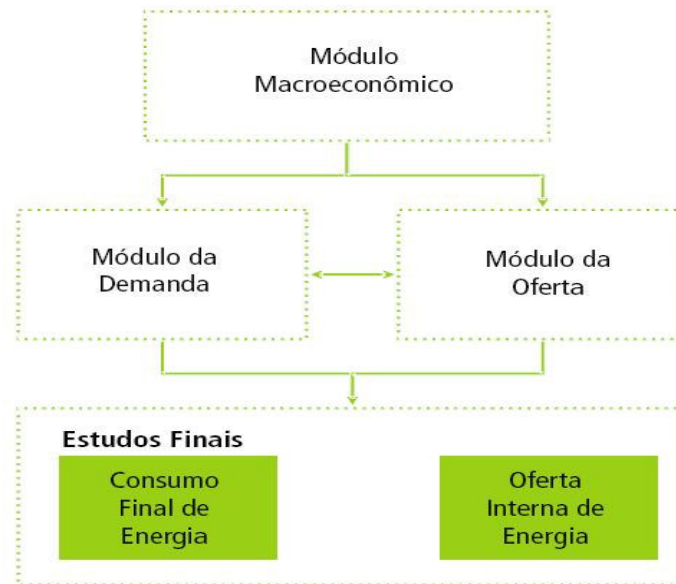


Figura 2-3. Metodologia dos Estudos do PNE 2030: Uma Visão Geral.

Esquemáticamente, a inter-relação entre esses módulos pode ser representada como na Figura 2-3. Deve-se ressaltar que os estudos da oferta e da demanda são conduzidos de forma integrada, inclusive com a incorporação do processo iterativo de ajuste entre oferta e demanda, na qual resulta na reavaliação das projeções iniciais de consumo a partir das restrições de oferta ou da concorrência entre os diversos energéticos.

Em cada um desses módulos são empregados modelos de quantificação desenvolvidos internamente ou modificados de acordo com os objetivos dos estudos do PNE 2030.

Assim é que, na quantificação dos cenários macroeconômicos nacionais, as trajetórias associadas a cada um dos cenários têm suas consistências verificadas por meio da aplicação do Modelo de Consistência Macroeconômica de Longo Prazo – MCMLP, adaptado na EPE a partir de modelagem proposta pelo Banco Mundial. Os principais elementos caracterizadores dos cenários são fornecidos exogenamente ao modelo cujos resultados permitem aferir a consistência macroeconômica de cada hipótese formulada.

Entre os dados de entrada principais, alinham-se:

- Taxa de crescimento do PIB;

- Crescimento demográfico;
- Crescimento do comércio mundial (vinculado à taxa de crescimento da economia global);
- Política fiscal e monetária (superávit primário e taxa real dos juros básicos);
- Investimento externo direto (como proporção do PIB);
- Evolução da produtividade total dos fatores.

Entre os principais resultados produzidos pelo modelo utilizado para a verificação da consistência macroeconômica dos cenários inscrevem-se (indicadores tomados como proporção do PIB):

- Taxa de investimento;
- Saldo da balança comercial;
- Dívida líquida;
- Saldo da conta-corrente.

Na quantificação do cenário demográfico, aplica-se o Modelo de Estimativa de Parâmetros Demográficos– MEDEM, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE. A partir da projeção da população disponibilizada pelo IBGE, cobrindo o horizonte que se estende até o ano 2050, discretiza-se o crescimento demográfico conforme requerido nos estudos do PNE 2030, regionalizando-se a população pelo método da tendência, ajustando-se curvas logísticas para efeito das projeções regionais da taxa de urbanização e da população por domicílio.

Na projeção do consumo final utiliza-se um modelo do tipo *bottom-up*, denominado Modelo Integrado de Planejamento Energético – MIPE desenvolvido na Coordenação de Programas de Pós-graduação em Engenharia – COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. A utilização e a adequação do modelo às condições do estudo foram viabilizadas por meio de acordo entre a EPE e a COPPE. A aplicação do MIPE

garante a vinculação das projeções de consumo aos cenários macroeconômicos e uma visão integrada do consumo energético de todas as fontes em cada um dos setores da economia, conforme a abertura que oferece o Balanço Energético Nacional – BEN.

Especificamente para o consumo de energia elétrica no setor residencial, aplica-se o Modelo de Projeção da Demanda Residencial de Energia – MSR, desenvolvido na EPE. Trata-se também de modelo do tipo *bottom-up* em que a demanda de um consumidor residencial é obtida a partir da posse e do uso de equipamentos eletrodomésticos. A calibração do modelo é feita com base em pesquisas de posse e uso disponibilizadas pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, coordenado pela Eletrobrás. A aplicação do modelo permite a incorporação de premissas relativas à eficiência energética neste segmento do consumo.

No lado da oferta, dois modelos específicos são aplicados para avaliar a transformação da energia primária: o Modelo de Estudo do Refino – M-Ref, desenvolvido na EPE a partir de modelagem proposta pela COPPE, aplicado no dimensionamento da expansão do parque de refino de petróleo adequado à demanda projetada de derivados, e o Modelo de Expansão de Longo Prazo – MELP, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

O MELP é um modelo de otimização, que permite achar a solução de expansão da oferta de energia elétrica minimizando o custo da expansão e de operação, dos sistemas de geração de energia elétrica e dos troncos de interligação do sistema elétrico. A importância de um modelo como o MELP se percebe em face das características do sistema elétrico brasileiro e, especialmente, diante da localização do potencial hidrelétrico a ser aproveitado *vis-à-vis* a localização do consumo.

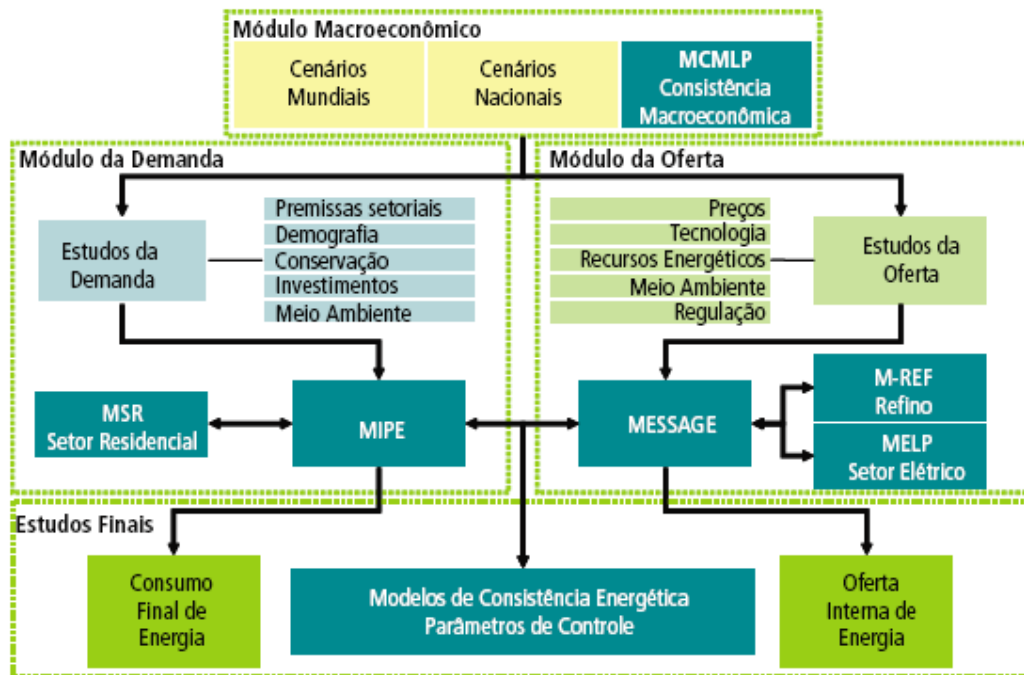


Figura 2-4. PNE 2030: Modelos de Cálculo Utilizados.

Fonte: (Brasil, 2007).

Todos os resultados obtidos nos estudos da oferta e da demanda são consistidos e integrados com a aplicação do modelo denominado MESSAGE, da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA. Como resultado final, pode-se visualizar a evolução da composição da oferta interna de energia, permitindo formular hipóteses de projeção da Matriz Energética Brasileira nos próximos 25 anos. A Figura 2-4 permite a visualização da abordagem descrita nesta subseção.

2.5. O planejamento da expansão do setor elétrico

Em termos gerais, o objetivo básico do planejamento da expansão do setor elétrico é determinar uma estratégia de implementação de projetos que atendam a previsão de consumo de energia elétrica, de tal forma que se minimize a soma dos custos de investimentos e dos valores esperados dos custos de operação. Deve-se ainda atender as restrições de confiabilidade no suprimento ao mercado consumidor. Entre os projetos po-

de-se incluir unidades geradoras (hidrelétricas, termelétricas, fontes alternativas de energia, etc), linhas de transmissão e até mesmo projetos de eficiência energética.



Figura 2-5. Representação de Incertezas versus Detalhamento do Sistema.

Trata-se de um problema bastante complexo e, no caso do sistema brasileiro, também de grande porte. Assim, é comum a divisão deste problema em horizontes temporais (e.g., curto, médio e longo prazos), em função das decisões a serem tomadas e dos diferentes graus de precisão das informações disponíveis. Busca-se em geral uma solução de compromisso entre a representação de incertezas e a modelagem do sistema. Do ponto de vista de simulação, esta solução de compromisso ainda está associada à precisão dos resultados e ao esforço computacional exigido. Assim, conforme ilustrado na, Figura 2-5 quanto mais longínquo é o horizonte de análise, mais incertezas estão presentes e precisam ser modeladas; em compensação, menor é grau de detalhamento na modelagem do sistema. Por outro lado, quanto menor é o horizonte temporal, muitas incertezas já foram realizadas, implicando na possibilidade de se simplificar a sua modelagem; em compensação, há a oportunidade de se detalhar a representação do sistema em análise.

O Sistema Elétrico brasileiro apresenta algumas características peculiares, que exigem um adequado planejamento da expansão da geração elétrica: (i) organização institucional complexa, em função das suas dimensões, das diferenças regionais e da necessidade de participação dos diferentes agentes públicos e privados; (ii) sistema predominantemente hidrelétrico, com grandes reservatórios de regularização plurianual; (iii)

sistemas de transmissão com grandes distâncias das usinas aos principais centros de consumo; (iv) possibilidades de conexões inter-regionais com aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias.

Em função dessas peculiaridades e dos prazos de maturação dos projetos hidroelétricos e dos estudos que antecedem sua concepção, o planejamento da expansão do sistema elétrico na época da atuação do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS (criada no ano 1982) era desenvolvido em três níveis, a saber:

Estudos de Longo Prazo - 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.

Estudos de Médio Prazo – 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 - 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".

Com o expressivo aumento da participação do capital privado no setor elétrico, iniciado em 1995, o princípio da neutralidade na condução dos estudos de planejamento passou a ser questionado, visto que interesses empresariais poderiam impregnar as decisões governamentais. Assim, a partir do ano 2000, as atribuições do antigo GCPS passaram a ser coordenadas diretamente pelo Ministério de Minas e Energia, através da cria-

ção, por Portaria, do Comitê Coordenador do Planejamento Elétrico - CCPE. Tal medida procurava dar a isenção necessária ao planejamento estratégico e tático do setor elétrico, uma vez que até então a empresa detentora do maior volume de geração no país, a ELETROBRAS, coordenava todo esse trabalho. O CCPE se apoiava em Comitês Técnicos, que eram constituídos por representantes dos agentes que participavam do CCPE e que tinham interesses na execução dos trabalhos, os quais eram coordenados por profissionais desses agentes, e que deveriam operar em um sistema de rodízio das empresas. O segmento estatal preponderava nesta estrutura, assumindo, em geral, a coordenação dos comitês técnicos.

Finalmente, como já foi descrito nas seções anteriores, com a implementação do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico no ano 2004, surge a EPE. A criação da EPE representa, portanto a retomada ao processo de planejamento do setor.

2.6. Modelos computacionais para o planejamento da operação e da expansão

Com relação a programas computacionais para o setor elétrico, o Brasil é hoje o único país em desenvolvimento que possui uma solução própria, completa, de padrão internacional.

A Cadeia de Programas Computacionais é de extrema importância para a segurança energética e soberania tecnológica nacionais, sendo utilizada pelo MME, ONS, CCEE, EPE e agentes para o planejamento, operação e comercialização de energia.

O CEPEL, com o apoio técnico e financeiro da ELETROBRÁS, vem desenvolvendo um conjunto de ferramentas para o setor elétrico há mais de 30 anos e conta com o apoio de técnicos de universidades e de todo o setor elétrico brasileiro.

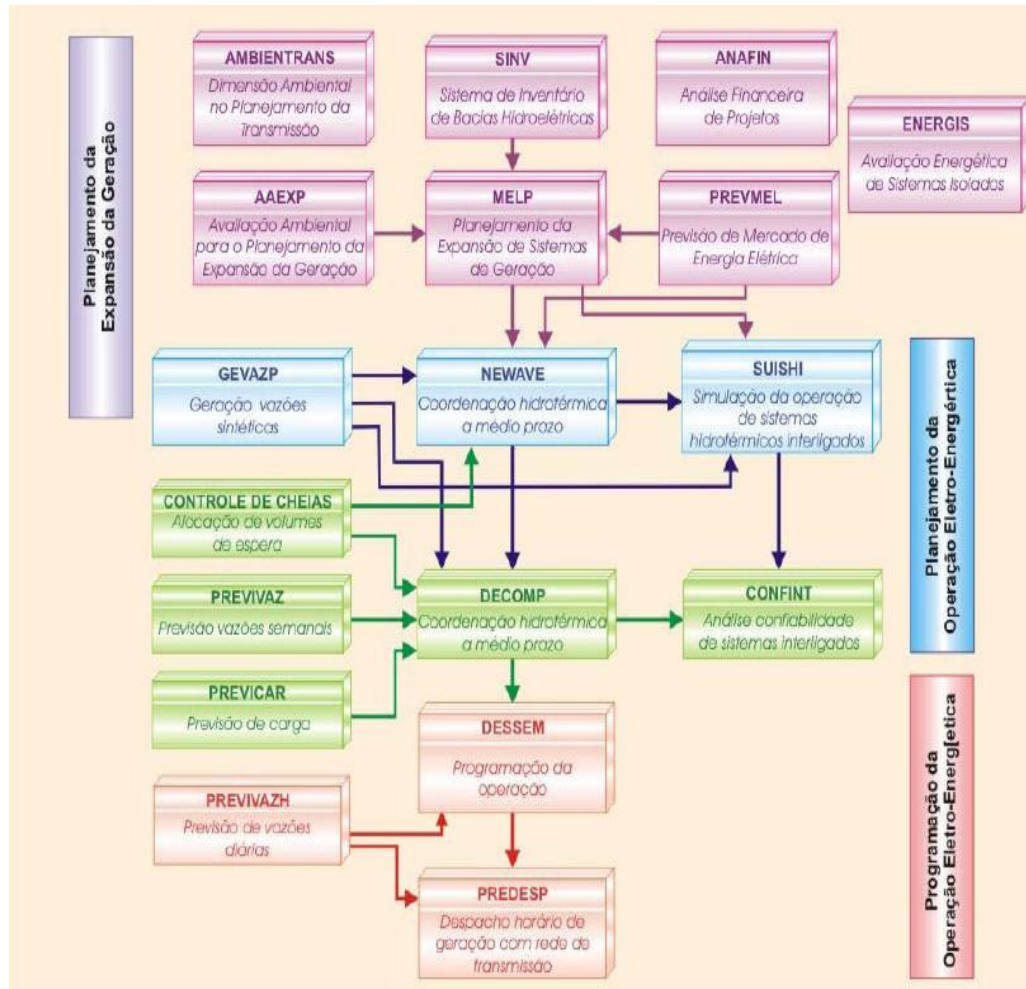


Figura 2-6. Cadeia de modelos computacionais para o planejamento da operação e da expansão energética.

A Figura 2-6 mostra a cadeia de modelos computacionais desenvolvida pelo CEPEL para planejamento da Expansão e da Operação do sistema de Geração e Transmissão, respectivamente. No caso da cadeia energética, os horizontes de estudo vão de 20 a 30 anos, com discretizações anuais; até uma semana, com discretizações horárias.

Conforme já mencionado, em um sistema com as características do sistema brasileiro, é indubitável o ganho obtido através da coordenação e otimização do planejamento da expansão e da operação do parque gerador. No entanto, esta coordenação é bastante complexa do ponto de vista técnico, tendo sido necessário o desenvolvimento, com tecnologia nacional, de modelos matemáticos e programas computacionais para dar suporte às decisões.

No planejamento da expansão, um dos desafios é definir planos e estratégias de investimentos para construção de novas usinas e de novos troncos de interconexão que venham assegurar um suprimento confiável e de menor custo para a demanda futura de eletricidade. O planejamento do setor energético é de responsabilidade do MME, sendo subsidiado pelos estudos realizados pela EPE. O CEPEL tem contribuído nesta atividade, por meio do desenvolvimento de uma cadeia de metodologias e programas dos quais o modelo principal é o MELP. Aspectos importantes como os sócio-ambientais e de uso múltiplo da água passam a ser considerados de forma mais completa na elaboração de inventários de bacias hidrográficas. Da mesma forma, a avaliação ambiental integrada passa a ser considerada desde as fases iniciais do processo de planejamento.

Naturalmente, em virtude do horizonte de tempo considerado, a representação do sistema no modelo MELP é simplificada. Assim, a estratégia resultante precisa ser refinada quando se vai o horizonte decenal. Neste último caso, é utilizado um modelo mais detalhado da representação do sistema de geração o modelo NEWAVE. Na realidade, este modelo faz a ligação não apenas entre os planejamentos da expansão de longo e curto prazos, mas também entre os planejamentos da expansão e da operação.

Por outro lado, também é necessário definir uma estratégia ótima para a operação do sistema elétrico brasileiro. O planejamento, programação e despacho centralizados dos recursos de geração são realizados pelo ONS. Para este fim, o CEPEL desenvolveu uma cadeia de metodologias e programas computacionais, cujos principais modelos são o NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Em uma primeira etapa, definem-se as metas ótimas de geração hidrelétrica e termelétrica para as diversas regiões do país, bem como os intercâmbios energéticos entre elas (NEWAVE). Em uma segunda etapa, são definidas as metas ótimas semanais de geração para cada usina hidrelétrica considerando-se restrições locais (DECOMP). Estas metas de geração são posteriormente refinadas na programação da operação do dia seguinte, levando-se em consideração a cronologia da curva de carga, restrições operativas ao nível de unidades geradoras e a modelagem DC da rede elétrica (DESSEM). Os custos marginais fornecidos pelos diversos modelos são utilizados pela CCEE para formar a base do preço do mercado de curto prazo.

Compõem também esta cadeia modelos para previsão e geração de cenários sintéticos de vazões aos diversos aproveitamentos hidrelétricos, estudos de prevenção de chei-

as, análise de investimentos em projetos de geração de energia, e metodologias para a incorporação da dimensão ambiental nas diversas etapas do processo de planejamento dos empreendimentos do setor elétrico, além da avaliação do potencial energético de sistemas isolados.

Com relação aos programas computacionais na área de planejamento e operação elétrica, o CEPEL também desenvolveu outros conjuntos de metodologias e programas computacionais para a análise, planejamento, operação, controle e confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

2.7. Modelo de expansão de sistemas de geração e troncos de interligação

O processo de planejamento pode ser definido como uma análise sistemática e ordenada de informações face aos objetivos desejados, com o propósito de subsidiar a tomada de decisões. O problema de expansão eletro-energética consiste em determinar uma estratégia ótima para a construção de sistemas de geração de energia elétrica - usinas geradoras (hidroelétricas, termoeletricas, eólicas, etc.) e interligações, que minimize a soma dos custos de investimentos (construção de novas usinas geradoras e interligações) e de operação (gastos com combustível, custos fixos de operação e manutenção, custos de racionamento, custos de importação de energia, etc.) ao longo de um período de planejamento, observando as condições de confiabilidade no atendimento ao mercado consumidor. As principais informações a serem tratadas são as características físico-operativas e econômicas das fontes de geração, interligações 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, Neto *et al.*, 1990).

2.7.1. Principais modelos de planejamento da expansão

- **Planejamento energético baseado em critérios determinísticos e sob incertezas**

A produção energética de um sistema hidrelétrico depende da série cronológica de vazões afluentes às diversas bacias que compõem o sistema. Na impossibilidade de conhecer as vazões futuras para fins de planejamento da expansão do parque gerador, o setor elétrico utiliza, como dados de entrada nos modelos de simulação e/ou otimização, o registro de vazões observadas no passado (50 anos, por exemplo), denominada “serie histórica”, ou seja, se supõe a repetição das afluências observadas no passado.

Define-se como “energia firme” de um sistema gerador, o maior valor de energia capaz de ser produzido continuamente pelo sistema gerador, com as mesmas características do mercado, sem a ocorrência de déficits, no caso de repetição das afluências do registro histórico.

Assim sendo, o critério de garantia de suprimento ou critério de energia firme, que representa no processo de planejamento a forma de atender os requisitos de demanda com qualidade e a um custo mínimo, é definido com base na não ocorrência de déficit de energia, mais na hipótese de repetição do histórico de vazões. Portanto, a expansão do sistema pode ser tratada de forma determinista. Porém, na realidade, o critério de energia firme pode ser entendido como mais conservador, tendo uma postura de minimizar o arrependimento.

A passagem dos critérios determinísticos ou de energia firme para os critérios probabilísticos ou de energia garantida, é quando se considera as incertezas. Dentre as várias incertezas, podem ser destacadas: evolução dos custos de combustíveis; evolução nas taxas de desconto; incertezas quanto ao prazo de construção dos projetos; incertezas quanto aos custos de equipamento; incertezas quanto ao suprimento de combustíveis; incertezas quanto às licenças ambientais; incertezas quanto ao marco institucional; incertezas políticas, abrangendo inclusive países vizinhos; evolução tecnológica; projeções de demanda; crescimento econômico; restrições de ordem ambiental e social. Torna-se necessário introduzir no processo de tomada de decisão um tratamento sistemático

e coerente das diversas fontes de incerteza. Esta tarefa é bastante complexa em termos metodológicos como computacionais. Observe que estas fontes de incerteza são fortemente ligadas a aspectos econômicos, políticos e de organização sócio - ambiental.

Na literatura internacional, pode-se encontrar uma variedade de modelos que tratam o planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de geração. A referência (Kagiannas, Askounis et al., 2004) apresenta uma excelente revisão da literatura sobre planejamento de sistemas de geração. Várias abordagens de tratamentos matemáticos sofisticados do problema são citadas em (Kagiannas, Askounis et al., 2004) que podem ser consultadas por quem se interessar pelo tema.

Referências contendo desde as formulações pioneiras, até os mais recentes desenvolvimentos sobre planejamento de expansão de sistemas de geração foram apresentadas em (Knight, 1972), (Vardi e Avi-Itzhak., 1981). Knight, trata a questão do planejamento da expansão da geração considerando fatores geográficos, vinculados à topologia da rede elétrica. Utiliza para isso limites de capacidade de transmissão (exportação/importação) e das interligações elétricas entre áreas de coleta da produção de energia elétrica das usinas. Ressaltou, contudo, o efeito dessa consideração no aumento da dimensão do problema, a menos que simplificações sejam feitas, como, por exemplo, tratar as restrições de limites de exportação e importação por conjuntos de áreas, não para todos os anos do horizonte de planejamento, mas somente em alguns, como que resolvendo um outro problema matemático complementar que validasse a indicação ótima do “mix” de plantas indicado no problema sem as restrições da transmissão.

A principal contribuição dos modelos formulados por (Vardi e Avi-Itzhak., 1981) é a curva de duração de carga. O que os autores propuseram é que os sistemas geradores de energia elétrica, de maior porte, são compostos por usinas de diferentes insumos energéticos, entre elas, unidades térmicas para operação em complementação ou para suprir os picos de demanda e outras para assumirem a carga de base.

Os citados autores indicam a programação linear como instrumento de apoio para os estudos de expansão de longo prazo dos sistemas de geração, pois possibilitam obtenção direta de solução ótima.

O trabalho apresentada em (Park, Lee *et al.*, 1985), que utiliza o *Princípio do Mínimo de Potryagin*, da Teoria Moderna de Controle de Sistemas, contudo sem tratar da questão da geração hidrelétrica aleatória.

Modelagem exposta em (Park e Won, 1998) compatível com o modelo WASP – (Wien Automatic System Planning Package), software desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), localizada em Viena, Áustria, desenvolvido para aplicação em sistemas preponderantemente termelétricos, por isso não utilizado até agora no Brasil.

A abordagem descrita em (Pereira, Bubenko *et al.*, 1987) aplicada a um sistema da Noruega, em que se tratou o problema da otimização do planejamento da expansão da geração, como dois problemas, um, o modelo de otimizar o investimento utilizando formulação em programação linear, e outro, o de definir o custo de produção das usinas do sistema hidrotérmico em função de uma modelagem dinâmica da produção hidrelétrica.

A exposta em (Gorenstin, Campodonico *et al.*, 1993) um desenvolvimento conjunto ELETROBRÁS/CEPEL de um modelo de expansão de sistemas de geração sob incertezas, considerando as usinas hidrelétricas individualizadas, para facilitar o processo computacional indicam que foi adotado um processo iterativo baseado no princípio de decomposição de Benders.

(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. Kazay, apresenta uma aplicação prática dos algoritmos genéticos num modelo de planejamento da expansão.

Em (Kannan, Slochanal *et al.*, 2005) é apresentado uma comparação de meta-heurísticas aplicados ao problema de expansão de sistemas de geração. Recentemente em (Sirikum, A. Techanitisawad *et al.*, 2007) é apresentado uma metodologia que combina Algoritmos Genéticos e a Decomposição de Benders para a solução do problema do planejamento de expansão de sistemas de geração.

A seguir são descritos os modelos computacionais de apoio à planejamento da expansão de sistemas de geração, desenvolvidos no Brasil pelo CEPEL.

- **O Modelo DESELP -- Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo**

Para uso em estudos de longo prazo, a equipe técnica da ELETROBRÁS, conforme descrito em (Trinkenreich, Wanderley *et al.*, 1980), desenvolveu, no final dos anos 70's, um modelo de otimização da composição da expansão do parque gerador brasileiro, utilizando programação linear, tendo como suporte o software desenvolvido pela IBM, *Mathematical Programming System Extended/370* (MPSX/370). Os modelos que, na época, existiam disponíveis em outros países não contemplavam sistemas hidrelétricos de grande porte como havia no Brasil. Porém, a sua modelagem foi baseada no modelo inicialmente formulado por (Knight, 1972), assim como em (Vardi e Avi-Itzhak., 1981). Um pouco diferente de Knight (1972), o DESELP não trata de capacidades de exportação ou de importação de cada área de geração, mas sim de limites de intercâmbios entre regiões ou submercados, o que permite se representar a distribuição e o acoplamento eletro-geográfico entre as diversas áreas ou *regiões elétricas*. A interligação entre os subsistemas considera as perdas de energia através de percentuais constantes do fluxo que transita pela interligação, de tal modo que a energia enviada pela região de origem chega a seu destino diminuído das perdas correspondentes.

O modelo DESELP tem como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras para estágios selecionados de um dado horizonte de planejamento. É importante ressaltar que este modelo é resolvido por equivalente determinístico e não leva em consideração aspectos no planejamento sob incertezas. O modelo DESELP, baseado em programação linear, foi utilizado pela ELETROBRAS para os estudos de planejamento do sistema brasileiro até meados dos anos 90. Este modelo tinha como objetivo determinar a composição ótima das diversas fontes geradoras, levando em conta o valor atual dos custos anuais de investimento, operação e manutenção. Ressalta-

se que a solução deste modelo pode indicar valores fracionários para os reforços de geração e transmissão.

A modelagem do mercado é feita por uma curva de duração de carga (LDC), em 3 patamares (cargas pesada, intermediária e leve) em todos os estágios e para todos os projetos, respeitando as restrições operativas (disponibilidade de potência, máxima produção de energia, etc.). O horizonte de planejamento considerado é dividido em estágios ou períodos da evolução do sistema, correspondentes em geral a um intervalo de tempo suficiente para a absorção pelo mercado da contribuição de energia de qualquer projeto de geração. Normalmente, nos estudos de horizonte de planejamento de 20 a 30 anos, da ELETROBRÁS, adotavam-se períodos (intervalos de tempo) com duração de 5 anos (qüinqüênios), para tornar compatível com a duração do período crítico hidrológico ocorrido entre 1952 e 1955, além de diminuir o número de variáveis.

- **O Modelo MODPIN--Modelo de Planejamento da Expansão sob Incertezas**

O modelo MODPIN (Cepel, 1999) de Planejamento da Expansão sob Incertezas baseia-se em conceitos de programação estocástica e análise de decisão, que permitem representar de forma coerente as incertezas dos diversos fatores que afetam o plano de expansão. A análise de decisão é utilizada para representar a dinâmica do processo de decisão e para obter estratégias de expansão flexíveis, isto é, aquelas cujas decisões se adaptam à medida que o cenário se configura, minimizando o desvio em relação à solução para cada cenário.

Este modelo desenvolvido pelo CEPEL tem por objetivo incorporar de maneira sistemática a representação de incertezas, permitindo o cálculo da expansão de sistemas interligados, além de representar o acoplamento temporal da operação, ou seja, a decisão de operação hoje tem conseqüências futuras nos estágios subseqüentes. Sua formulação é feita através da técnica de decomposição de Benders, subdividindo-se em dois subproblemas: o subproblema de investimento e o subproblema de operação. Este modelo, baseado em técnicas de decomposição, otimização estocástica e análise de decisão, fornece estratégias de expansão flexíveis e resilientes, que minimizam o desvio em rela-

ção à solução sob medida para cada cenário. Neste modelo, entretanto, a representação adotada para o problema de operação incorre em elevado custo computacional (Machado-Junior, 2000).

O modelo MODPIN é um dos módulos do modelo Sistema Unificado de Planificação Regional (SUPER/OLADE-BID). O Trabalho conjunto da CEPEL com a da Organização Latino-Americana de Desenvolvimento Energético (OLADE) com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) deu origem ao modelo SUPER cujo objetivo é fornecer um apoio quantitativo visando melhorar o processo de planejamento da geração e transmissão de sistemas elétricos na América Latina e Caribe.

- **Modelo MELP - Modelo de Expansão de Longo Prazo**

O modelo MELP, um modelo para o planejamento indicativo da expansão do sistema de geração de energia, levando em conta as incertezas e com menor esforço computacional, foi proposto por (Machado-Junior, 2000). Neste modelo a representação do problema de operação é baseada naquela adotada pelo modelo DESELP, o tratamento das incertezas é baseado na representação adotada pelo modelo MODPIN e o problema de investimento é formulado como um problema de programação linear inteiro-mista. Em outras palavras este modelo se constitui num aperfeiçoamento do modelo DESELP, incorporando aspectos de incerteza ao processo de decisão e fornecendo estratégias de expansão analogamente ao modelo MODPIN.

Segundo pesquisadores do CEPEL (Lisboa, Melo *et al.*, 2003), (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006) a aplicação do modelo MELP assim como o MODPIN, aos sistema brasileiro, mostrou-se inviável apresentando problemas de convergência. Foi verificado que a solução do problema com base na decomposição de Benders é inadequada, sendo necessária a introdução de um fator de penalidade para o custo de déficit em período de hidrologia crítica. Este fator, calculado de forma empírica, era necessário para evitar a interrupção do processo iterativo em caso de déficit (Lisboa, Melo *et al.*, 2003), (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006).

Ao contrario do MODPIN, os custos da operação no MELP são calculados de forma simplificada, sendo portanto, segundo (Lisboa, Melo *et al.*, 2003), (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006) desnecessária a decomposição do problema original em dois subproblemas,

i.e., investimento e operação. Assim sendo, uma nova versão deste modelo foi recentemente implementado pelo Cepel, eliminando-se a decomposição de Benders (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006). Ressalta-se que esta modificação na resolução do modelo possibilitou que a restrição de déficit nulo no período crítico fosse satisfeita sem a necessidade de introdução do fator de penalidade.

Recentemente, uma versão do modelo MELP foi apresentado em (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006), onde o modelo avalia a operação dos sistema para apenas dois cenários hidrológicos: crítico e médio. O horizonte de planejamento é dividido em estágios, com duração de 1 a 5 anos, e para cada estágio a operação do sistema é analisada para os dois cenários hidrológicos considerados. Os limites de produção de energia das usinas hidrelétricas e termelétricas para cada estágio de operação e cenário hidrológico são obtidos a partir de simulações dos programas SUIISHI [1] e NEWAVE, respectivamente conforme detalhado em (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006).

Segundo a referência (Lisboa, Marzano *et al.*, 2006) os estudos de planejamento da expansão de longo prazo da operação precisa ser feita de forma simplificada, sem um tratamento rigoroso das incertezas hidrológicas, para reduzir o esforço computacional. Por isso, o modelo MELP, ao contrário do NEWAVE, determina diretamente o programa de expansão da geração de custo mínimo através de um algoritmo de *Branch and Bound*. A função objetivo do modelo consiste em determinar um cronograma de construção de usinas geradoras e interligações que minimize a soma dos custos de investimentos e de operação ao longo do horizonte de planejamento. Os custos de operação, associados à geração das usinas termelétricas, manutenção e cortes de carga, são definidos a partir da análise da operação para um cenário hidrológico médio. Adicionalmente, o modelo avalia a operação do sistema para um cenário hidrológico crítico, incluindo para este cenário uma restrição de atendimento à demanda com corte de carga nulo, garantindo-se assim a expansão necessária do parque gerador para atender a demanda futura sem risco de déficit.

Para a condição hidrológica média, a geração de uma usina hidrelétrica está limitada ao valor médio de geração desta usina para as séries de vazões históricas, isto é, considera-se as energias firme e secundária. Para a condição hidrológica crítica, a produção de energia está limitada ao valor de energia firme. Estes valores podem ser obtidos atra-

vés de simulação do modelo SUSHI-O. No caso das termelétricas, a geração máxima é definida em função de fatores de participação das usinas nas condições hidrológicas: média e crítica. Estes fatores são calculados a partir de simulações do modelo NEWAVE, de forma semelhante à metodologia para determinação de energia assegurada. A seguir são destacadas as premissas adotadas na modelagem do MELP (Lisboa, Marzano et al., 2006):

- **Premissa 1:** As simulações para cálculo dos fatores de participação das termelétricas e das energias firmes das usinas hidrelétricas, feitas com os programas SUSHI-O e NEWAVE, são realizadas com base em uma dada configuração estática. Na realidade, a configuração se altera ao longo do horizonte do plano de expansão, e a rigor, para cada configuração os valores máximos de geração de cada usina nos dois cenários hidrológicos devem ser distintos. Entretanto, pressupõe-se que estes valores não devem variar muito de uma configuração para outra.
- **Premissa 2:** A modelagem da operação do sistema é feita em estágios com duração no mínimo anual. Esta duração é conveniente do ponto de vista de esforço computacional, pois quanto maior ela for, menor será o número de estágios a serem analisados. Entretanto, a análise operativa em base anual não permite captar as sazonalidades hidrológicas e de demanda dos diversos subsistemas, que podem ser importantes no dimensionamento dos reforços das interligações.
- **Premissa 3:** Ao utilizar o valor de energia firme como disponibilidade máxima de geração de uma usina hidrelétrica em condição hidrológica crítica em cada estágio do horizonte de planejamento, assume-se que os reservatórios das usinas hidrelétricas encontram-se com um volume de água armazenado equivalente a tal energia no início de cada estágio.. Assim, para estágios com duração anual, esta premissa pode ser considerada otimista e conduzir a uma expansão menor que a necessária para garantir déficit nulo em todo o horizonte de planejamento.

2.8. Modelo de Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração e Troncos de Interligação - MESE

O Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo de Sistemas de Geração Elétrica (MESE) apresentada neste trabalho é uma contribuição respecto à modelos clássicos de planejamento. Estes aprimoramentos são basicamente com respeito à modelagem da recuperação dos custos dos investimentos e a consideração de tempos de vida das instalações de geração e transmissão, pois estes fatores tem um grande impacto econômico no processo de planejamento da expansão de longo prazo.

O modelo (MESE) descrito nesta subseção é uma ferramenta para a otimização do planejamento de longo prazo, da geração e troncos de interligação de sistemas de energia elétrica. O modelo proposto é estruturado como um modelo multistádio/multiperíodo (dinâmico) e multiárea (ou submercados) que minimiza os custos de atendimento à demanda de energia elétrica em cada um dos submercados ao longo do horizonte de planejamento considerado. O modelo computacional resultante é uma programação inteiro-mista de grande porte.

Para facilitar a compreensão da formulação do modelo computacional MESE, os parâmetros e variáveis do modelo serão apresentados, simultaneamente em notação matemática simples.

2.8.1. Índices e Conjuntos

A definição dos índices e conjuntos serve para simplificar e organizar a notação dos parâmetros, variáveis e equações.

- i Índice de subsistemas ou áreas.
- j Índice para infra-estruturas. Neste índice considera-se tanto as infra-estruturas projetadas como as existentes.
- t Índice para períodos. Que será definido em alguma unidade, tais como meses, anos ou bianual, etc.

s	Índice para patamar de carga. Em unidade de horas (h),
I	Número total de subsistemas.
T	Número total de períodos.
S	Número total patamares de carga.
J_i^{FE}	Conjunto de troncos de interligação que conectam ao subsistema i .
J_i^{UTE}	Conjunto de usinas não – hidrelétricas (termelétricas, eólicas, etc) no subsistema i
J_i^{UHE}	Conjunto de usinas hidrelétricas no subsistema i
J_i^{UTEgas}	Conjunto de usinas termelétricas a gás natural no subsistema i .
J_i^E	Conjunto de usinas de geração no subsistema i . $J_i^E \in J_i^{UTE \cup UHE}$.

2.8.2. Parâmetros

A definição do nível adequado de detalhamento do sistema é importante para que o modelo seja coerente com a realidade sem, aumentar demasiadamente sua complexidade. Após a indicação de cada parâmetro, ou grupo de parâmetros, serão feitas as explicações necessárias ao seu entendimento, se forem necessárias.

r	Taxa de desconto (%).
$CInv_{i,j}$	Custo de investimento total do projeto de iteração ou interligação ou programa de conservação de energia através do gerenciamento pelo lado da demanda- DSM em US\$ (dólares americanos).
$\varphi e_{i,j}^t$	Custo unitário de produção da usina de geração j do subsistema i no período t , em $US\$/MWh$
$\gamma e_{i,s}^t$	Custo de déficit do subsistema i no patamar s durante o período t , em $US\$/Mm^3$
$\sigma e_{j,i}$	Fator de perda de intercambio que conecta os subsistemas i e j no

	período t em (%)
$fe_{i,j}^{\min}$	Limite mínimo e máximo respectivamente, de intercambio que conecta os subsistemas i e j em MW .
$fe_{i,j}^{\max}$	
$\Phi_{i,s}^t$	Duração do patamar de carga s , do subsistema i em horas (h)
Φ_i^t	Duração do período t do subsistema i em horas (h)
$DE_{i,s}^t$	Demanda de potência a ser atendida no subsistema i , patamar s e período t em MW .
$pe_{i,j}^{\min}$	Potência mínima e máxima, capaz de produzir a usina de geração j , no subsistema i em MW .
$pe_{i,j}^{\max}$	

Estas potências representam os limites técnicos de geração de eletricidade em uma usina. O limite superior está relacionado à sua capacidade instalada e, no caso das térmicas, as indisponibilidades previstas e imprevistas. Isto é obtido, multiplicando-se a sua capacidade instalada pelo fator de disponibilidade. O inferior determina que parte deste total deva permanecer ativa.

$\widehat{Eh}_{i,j}^t$	Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo t sob condições médias em MWh.
$\widetilde{Eh}_{i,j}^t$	Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo t considerado sob condições críticas em MWh.

A energia produzida por uma usina hidrelétrica está associada ao volume de água que passa pela turbina e à altura em que a lâmina d'água do reservatório se encontra a cada momento desta passagem. Estes dois fatores, por sua vez, dependem de diversos outros condicionantes, tais como; a seqüência de chuvas na sub-bacia hidrográfica da barragem, o quanto dessa água chega ao reservatório, o despacho das usinas hidrelétricas localizadas a montante da UHE em questão e o estágio de tempo em que ocorre a geração. Antes da execução do modelo, é considerada uma situação hipotética onde

existe uma seqüência hidrológica média, no caso brasileiro está é baseada no histórico a partir de 1931.

Uma vez que o não atendimento à demanda é muito custoso para o país, é necessário garantir que o parque de geração seja capaz de suprir a eletricidade requerida mesmo sob condições desfavoráveis de chuva. Consideram-se como condições desfavoráveis o período crítico. Este é definido como sendo o maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são totalmente deplecionados. A partir da simulação da operação do sistema durante o período crítico calcula-se qual energia média a usina é capaz de gerar neste intervalo, sendo denominada de energia firme.

Pelo tanto, como já se mencionou na seção anterior, para a condição hidrológica média, a geração de uma usina hidrelétrica está limitada ao valor médio de geração desta usina para as séries de vazões históricas, isto é consideram-se as energias firme e secundária. Para a condição hidrológica crítica, a produção de energia está limitada ao valor de energia firme. Neste trabalho é assumido que estes valores estão já disponíveis. No modelo MELP da CEPEL, estes valores são obtidos através de simulação do modelo SUISHI-O.

$\widehat{\rho}_{i,j}^t$ Fator de participação ou capacidade em condições médias da usina não - hidrelétrica j do subsistema i , no período t , em (%).

$\widetilde{\rho}_{i,j}^t$ Fator de participação ou capacidade em condições críticas da usina não - hidrelétrica j do subsistema i , no período t , em (%).

Em um sistema predominantemente hidrelétrico, as termelétricas operam em regime de complementaridade à operação das usinas hidrelétricas, que por sua vez estão subordinadas ao regime hidrológico. Assim, tipicamente, tem-se que, em períodos de hidrologia favorável, as térmicas tendem a ser despachadas no mínimo, ou mesmo desligadas, aproveitando-se o excedente de geração hidrelétrica, genericamente conhecido por energia secundária. Ao reverso, em situações de hidrologia desfavorável, a geração térmica é definida de modo a buscar a garantia de atendimento da carga, gerando, se necessária, sua disponibilidade máxima. Essa operação complementar das térmicas depen-

derá, naturalmente, das características de cada usina e, principalmente, de seu custo variável de operação, inclusive sua principal parcela, o custo do combustível.

O fator de capacidade é o parâmetro energético e econômico que reflete o comportamento das usinas no sistema elétrico, para uma dada configuração e regime hidrológico (Brasil, 2007).

Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina e sua potência instalada. Em períodos de hidrologia crítica (ou desfavorável), essa relação é conhecida como fator de capacidade crítico. Referida ao período da vida útil da usina, essa relação é denominada fator de capacidade médio e reflete a esperança de sua geração.

O fator de capacidade é parâmetro básico para as avaliações energéticas e econômicas que envolvam a operação do sistema. Considerando que a expansão se justifica a partir do momento em que, para atender 1 kWh adicional de consumo, é mais econômico instalar uma nova usina do que aumentar a geração do sistema existente (portanto, aumentar os custos operacionais), é, também, parâmetro chave na definição da estratégia de expansão da oferta.

A determinação do fator de capacidade é feita a partir da simulação da operação do sistema. A lógica econômica impõe o uso prioritário das fontes de menor custo variável de operação. Há, portanto, para cada fonte de geração, um valor para o fator de capacidade que se justifica do ponto de vista energético e econômico. Esse valor é, naturalmente, condicionado por restrições físicas e técnicas ou, eventualmente, regulatórias e comerciais.

Classificando-se, genericamente, as fontes de geração entre térmicas e não-térmicas, pode-se demonstrar que a participação de cada grupo no atendimento à carga é dependente também da configuração do sistema, que se reflete no seu custo marginal de operação. Na medida em que diminui a participação relativa das hidrelétricas no parque gerador, diminui também a quantidade de energia secundária disponível para a substituição térmica. Em consequência, tende-se a ampliar a geração térmica média e, portanto, o custo marginal de operação do sistema e o fator de capacidade médio das usinas térmicas.

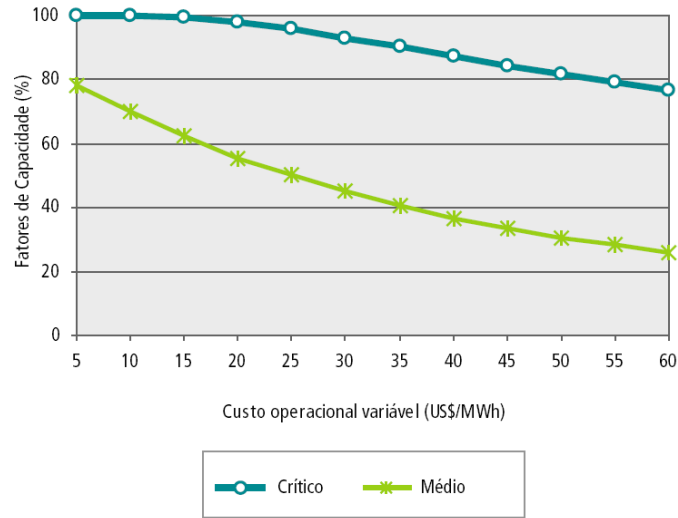


Figura 2-7. Fator de Capacidade de Usinas Térmicas em função do custo do combustível. Fonte: (Brasil, 2007)

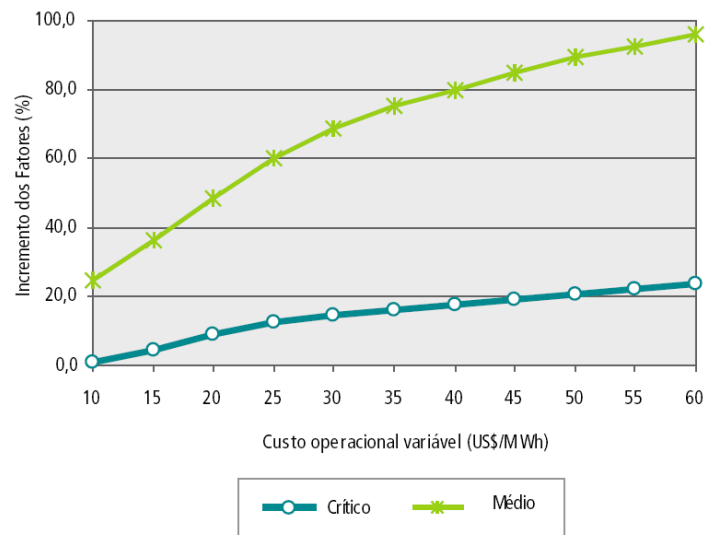


Figura 2-8. Variação do Fator de Capacidade de Usinas Térmicas (em função do custo marginal de operação). Fonte: MME, 2007

Nessas condições, o fator de capacidade médio tende a se aproximar do fator de capacidade crítico. O ritmo em que isso ocorre depende, para cada fonte térmica, do custo do combustível. A Figura 2-7 e Figura 2-8 ilustram o exposto.

As usinas que têm maior custo variável de geração (US\$/MWh) tendem a perder competitividade para as de menor custo, na medida em que, ao longo do tempo, reduz-se a disponibilidade de energia secundária no sistema. É o caso das usinas a gás natural frente às usinas nucleares e às termelétricas a carvão mineral. Esse aspecto, em particular, justificaria, do ponto de vista energético e econômico, a entrada de usinas nucleares e a carvão mineral ao longo do horizonte de estudo do PNE 2030 (MME, 2007).

No caso das fontes de geração não tradicionais (cogeração a partir da biomassa da cana, centrais eólicas, etc.) cabem algumas considerações específicas. A quantificação dos fatores de capacidade das térmicas baseadas na biomassa segue a mesma lógica econômica das térmicas tradicionais, porém leva em conta a disponibilidade do combustível, condicionada pela sazonalidade da colheita da cana-de-açúcar, e o processo industrial de produção do açúcar e do etanol. De fato, atualmente o ciclo da cana-de-açúcar restringe a oferta a pouco mais de sete meses por ano o que define o fator de capacidade médio e crítico em 60%.

As usinas eólicas, assim como as hidráulicas, têm baixo custo operacional, sendo que as primeiras são dependentes de uma energia primária não estocável. Embora também sujeitas a condições climatológicas (regime dos ventos, às vezes, inclusive, em oposição à sazonalidade hidrológica), não há registro de períodos recessivos prolongados que caracterizem situações críticas, como no caso das hidrelétricas. Assim, pode-se admitir que a energia associada a essa fonte é a mesma para quaisquer das condições hidrológicas. Adicionalmente, o regime dos ventos apresenta baixa permanência de valores adequados à geração, pelo que os fatores de capacidade dessas usinas somente assumem valores superiores a 30% em sítios muito favorecidos (Brasil, 2007).

$\phi e_{i,j}^t$ Custo anual equivalente de investimento do projeto de usina de geração incluindo os custos fixos de operação e manutenção j do subsistema i no período t , em dólares americanos (US\$)

$\alpha e_{i,j}^t$ Custo anual equivalente de investimento incluindo os custos fixos de operação e manutenção do intercâmbio os subsistemas i e j no perí-

odo t em (US\$).

No modelo MELP, considera-se que a totalidade dos custos de investimentos dos empreendimentos incluindo os custos fixos de operação e manutenção é gasto somente em um ano ou período, isto é somente no ano que esta entra em operação (Lisboa, Melo *et al.*, 2003). A não consideração de um cronograma de desembolso do investimento ao longo da vida útil do empreendimento não é o ideal nem realista para a decisão do melhor plano de ações para a expansão da geração elétrica. Uma vez que as usinas possuem diferentes tempos de vida útil e que o horizonte de planejamento é limitado, logo, é possível que o menor valor presente não represente a melhor escolha (Pérez-Arriaga e Linares, 12-2007) .

Recentemente, este aspecto também foi levantada na referência (Luz-Santos, 2008). Esta forma de modelagem não representa a forma como é feito o fluxo de caixa dos investimentos na geração, já que na prática estes custos de investimentos são pagos em valores anualizados ao longo da sua vida útil (Pérez-Arriaga e Linares, 12-2007). Considere o seguinte exemplo onde, para atender a um crescimento de demanda ao longo do horizonte de planejamento de 15 anos, é preciso decidir entre a construção de uma usina térmica a gás natural ou uma hidrelétrica com as seguintes características:

Térmica: **Custo de Investimento:** 750 US\$/kW
Custo variável de combustível: 55 US\$/MWh
Tempo de Vida Útil: 15 anos
Capacidade= 500 MW

Hidrelétrica: **Custo de Investimento:** 1800 US\$/kW
Custo variável de combustível: 0 US\$/MWh
Tempo de Vida Útil: 30 anos
Capacidade= 1500 MW

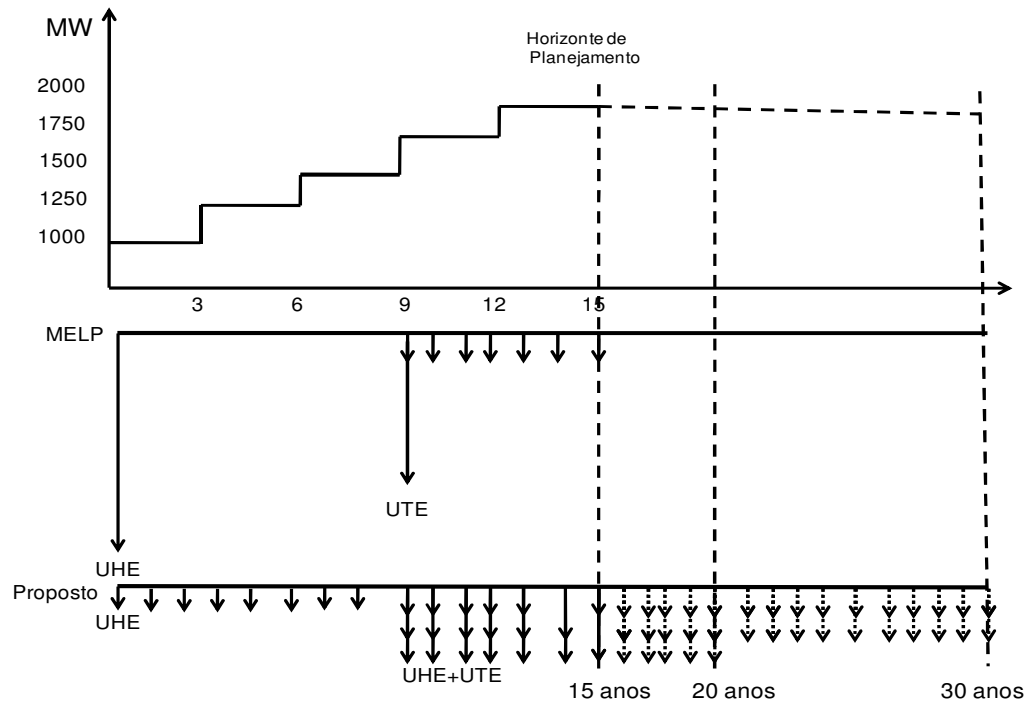


Figura 2-9. Fluxo de caixa dos custos totais de uma hidrelétrica e de uma termelétrica considerando o esquema MELP e o modelo proposto MESE.

A Figura 2-9, mostra os fluxos de caixa dos custos ao longo de um horizonte de planejamento de 15 anos para a abordagem MELP e o modelo proposto MESE. Como pode ser ver nesta Figura 2-9, na abordagem MELP a assimetria entre os gastos de uma hidrelétrica (altos custos fixos) e de uma termelétrica (alto custo de geração) torna inapropriado o uso do somatório dos valores presentes desses. Quanto mais perto do final do horizonte de planejamento, maior será esse distúrbio. Uma das soluções para tentar mitigar estas assimetrias é considerar a otimização do planejamento para um horizonte de planejamento duas a três vezes mais longo com respeito ao horizonte requerido. Por exemplo, se a pretensão é fazer um planejamento para um horizonte de planejamento de 20 anos, deveria se realizar um planejamento para 60 anos, porém só se considera a solução para os 20 anos desejados. Este esquema tem a desvantagem de requerer um alto custo computacional.

Outra solução para este problema é o uso do custo anual equivalente, que transforma o custo total do empreendimento em uma anualidade a ser paga ao longo de sua vida

útil. De certa forma, este procedimento distribui o VP do projeto pelo seu período de funcionamento, eliminando o problema enfrentado no exemplo anterior. Este foi o método escolhido nesta tese para indicar os custos dos empreendimentos em questão, calculado da seguinte maneira (Luz-Santos, 2008):

$$\phi e_{i,j}^t \quad \text{or} \quad \alpha e_{i,j}^t = \frac{CInv_{i,j}}{anf_{i,j}} + (CO \& M)(pe_{i,j}^{\max})(\Phi_i^t); \quad (2.1)$$

Onde o fator de recuperação anualizada do capital ($anf_{i,j}$) para uma dada taxa de desconto r e um tempo de vida útil $\tau_{i,j}$ do empreendimento, é definida como:

$$anf_{i,j} = \frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^{\tau_{i,j}}} \quad (2.2)$$

Segundo o argumento da referência (Luz-Santos, 2008): “Uma vez que a decisão de investimento representa o ano de entrada em operação do empreendimento, esses parâmetros devem representar os custos de investimento levados até o ano de conclusão do projeto”. Isto é, o custo de investimento, mesmo que esta já seja anualizada continua sendo desembolsado apenas no ano que entra em operação o empreendimento, assumindo que este custo anualizado represente os custos de investimento total. O qual é um erro.

A seguir é explicado com um exemplo, do porque a abordagem está incorreta. Considera-se uma UHE com capacidade de 1000 MW, cujo custo de investimento de 1800 US\$/kWh, considerando uma taxa de desconto de 10% e um tempo de vida útil de 50 anos e assumindo um custo fixo de operação e manutenção nulo. Logo o custo total de investimento é: 1800 MU\$. Temos que o fator de recuperação do capital de 9.4269 MU\$. Logo, o seu custo anualizado equivalente que devem ser pagos durante os 50 anos é 191.03 UM\$ multiplicado por um fator que serve para trazer ao presente o capital anualizada equivalente: $\frac{1}{(1+r)^{t-1}}$ o qual depende do período t do horizonte de planejamento considerado. Por tanto, neste trabalho, sugere-se que: uma vez tomada a

decisão do período de início de entrada em operação do empreendimento, é neste período que começa o desembolso das parcelas anualizadas (do custo de investimento) multiplicada um fator de valor presente, em cada um dos períodos, durante todo o período de vida útil do empreendimento.

2.8.3. Variáveis

Conforme a abordagem apresentada na subseção anterior, nesta subseção, é apresentada as variáveis principais, e as variáveis auxiliares que serão determinadas no processo de planejamento da expansão.

$xe_{i,j}^t$ Estado *on/off* da usina de geração j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que projeto é selecionado a ser construído até o tempo de vida do projeto e zero no caso inverso.

$xfe_{i,j}^t$ Estado *on/off* do intercâmbio que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que projeto é selecionado a ser construído até o tempo de vida do projeto, e zero no caso inverso.

$ye_{i,j}^t$, Variável auxiliar para determinar estado (*on/off*) da usina de geração j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1 se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.

$yfe_{i,j}^t$ Variável auxiliar para o estado do projeto de transmissão que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1 se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.

$pe_{i,j,s}^t$ Produção de energia elétrica na usina j no subsistema i , no período t , e patamar s em MWh.

$fe_{i,j,s}^t$ Intercambio de energia elétrica entre os subsistemas i e j no período t e patamar s em MWh.

$de_{i,s}^t$, Déficit de energia elétrica no subsistema i , no período t , e patamar s em MWh.

2.8.4. Função objetivo

No modelo proposto MESE o objetivo é minimizar o somatório dos custos de investimento e operação descontados no tempo. Esta simplificação pode ser representada da seguinte forma.

$$\text{Min: } \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} [\text{Custo_Investimento} + \text{Custo_Operação}] \quad (2.3)$$

Os custos de investimento e operação são decompostos para cada tipo de empreendimento, da seguinte forma:

$$\text{Custo_Investimento} = [\text{Investimento em Usinas de Geração} + \text{Interligações}] \quad (2.4)$$

$$\text{Custos_Operação} = [\text{Operação de usinas de geração} + \text{Deficit}] \quad (2.5)$$

A função objetivo traz para o presente o somatório dos custos anuais equivalentes de cada uma das decisões de operação e de construção. Sendo assim, a função objetivo é formulada da seguinte maneira:

$$\text{MIN_ELEC} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E}} \phi e_{i,j}^t x e_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in \Omega_i^{FE}}} \alpha e_{i,j}^t x f e_{i,j}^t + \right. \\ \left. \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1,\dots,S}} \varphi e_{i,j}^t p e_{i,j,s}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ s=1,\dots,S}} \gamma_{i,j}^t d e_{i,j,s}^t \right] \quad (2.6)$$

2.8.5. Restrições

As restrições representam o funcionamento lógico do sistema de energia elétrica, forçando o modelo a considerar somente as configurações aceitáveis para os diferentes valores das variáveis que controla. Elas serão apresentadas em equações matemáticas seguidas de uma explicação textual.

- **Restrições de expansão:**

$$\sum_{t=1,\dots,T} y e_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1,\dots,I; \forall j \in J_i^E \quad (2.7)$$

$$\sum_{t=1,\dots,T} y f e_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1,\dots,I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (2.8)$$

$$y e_{i,j}^t, y f e_{i,j}^t \in \{0,1\} \quad (2.9)$$

- As equações (2.7)-(2.9) definem que cada empreendimento só pode ser construído em um único período do horizonte de planejamento. As variáveis de construção dos empreendimentos existentes foram fixadas em 1 (um) no período inicial e zero nos períodos seguintes.

$$\sum_{m=1}^t ye_{i,j}^t - xe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (2.10)$$

$$\sum_{m=1}^t yfe_{i,j}^t - xfe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (2.11)$$

- As equações (2.10)- (2.11) são para obter o estado on/off dos empreendimentos ao longo do período de planejamento.

- Restrição de tempo de vida das infra-estruturas de geração, transporte:

$$\sum_{t=1}^T xe_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (2.12)$$

$$\sum_{t=1}^T xfe_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (2.13)$$

- **Restrições de operação: Em condições médias**

$$\sum_{\forall j \in J_i^E} pe_{i,j,s}^t + \sum_{\forall j \in J_i^{FE}} (\sigma e_{j,i} fe_{j,i,s}^t - fe_{i,j,s}^t) + de_{i,s}^t \geq \Phi_{i,s}^t DE_{i,s}^t \quad ; s = 1, \dots, S; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.14)$$

- A equação (2.14) define o atendimento à demanda de energia elétrica em cada pata-mar e estágio do horizonte de planejamento.

$$pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m pe_{i,j}^{\max} \Phi_{i,s}^t \leq 0 \quad ; \quad m = 1, \dots, T; s = 1, \dots, S; \quad j \in J_i^{UHE}; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.15)$$

$$pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pe_{i,j}^{\min,t} \geq 0; \quad m = 1, \dots, T; s = 1, \dots, S; \quad j \in J_i^{UHE}; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.16)$$

- As equações (2.15) - (2.16) definem os limites máximos e mínimos de produção de usinas geradoras hidrelétricas.

$$\sum_{s=1}^S pe'_{i,j,s} - xe^m_{i,j} \widehat{EH}_{i,j}^t \leq 0; \quad m=1,\dots,T; j \in J_i^{UHE}; \quad (2.17)$$

$$i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

- A equação (2.17) define que em cada estágio a energia fornecida por uma hidrelétrica para o sistema, não pode ser maior do que a energia média que essa usina é capaz de gerar.

$$pe'_{i,j,s} - xe^m_{i,j} \left[pe^{\max}_{i,j} \rho_{e_{i,j}} + (1 - \rho_{e_{i,j}} pe^{\min}_{i,j}) \right] \Phi'_{i,s} \leq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (2.18)$$

$$j \in J_i^{UTE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$pe^t_{i,j,s} - xe^m_{i,j} \Phi^t_{i,s} pe^{\min,t}_{i,j} \geq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (2.19)$$

$$j \in J_i^{UTE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$\left| fe^t_{i,j,s} \right| - xfe^m_{i,j} \Phi^t_{i,s} fe^{\max}_{i,j} \leq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (2.20)$$

$$j \in J^{FE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

- As equações (2.18)- (2.19) definem os limites máximos e mínimos de produção de usinas geradoras não-hidrelétricas. A equação (2.20) define o limite de transporte dos intercâmbios em cada período e patamar de carga.

- **Restrições de operação: Em condições críticas**

- Nas condições de hidráulicidade crítica, a energia firme disponível por todas as fontes no período t em cada região i , levando em conta os intercâmbios entre as regiões, deve

ser suficiente para atender o total de energia em todos os patamares. Isto é não é permitido déficit de energia:

$$\begin{aligned} df_{i,s}^t = 0 & \quad ; \quad s = 1, \dots, S; \\ i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (2.21)$$

Todas as restrições de operação são repetidas, substituindo-se os parâmetros relativos às condições médias pelas das condições críticas:

$$\begin{aligned} \widehat{EH}_{i,j}^t & \rightarrow \widetilde{EH}_{i,j}^t \\ \widehat{\rho e}_{i,j}^t & \rightarrow \widetilde{\rho e}_{i,j}^t \end{aligned}$$

2.9. Considerações Finais

A atividade econômica de qualquer nação, no mundo de hoje, é fundamentalmente suportado na eletricidade. A energia elétrica ilumina, gera calor, produz frio, move motores, permite o funcionamento de máquinas, equipamentos, aparelhos domésticos, industriais, computadores e uma plêiade de outras façanhas em benefício da humanidade. Por isso, os processos e as decisões de planejamento da expansão dos sistemas de produção de energia elétrica são, indiscutivelmente, de elevado interesse da sociedade de qualquer Nação, porquanto a eletricidade é um insumo estratégico.

Neste Capítulo foi feito uma revisão bibliográfica e contextualização do processo de planejamento da expansão do sistema elétrico ocorrido ao longo das décadas passadas, chegando-se até o momento atual, no âmbito internacional e nacional.

Finalmente foi formulado o modelo MESE no qual o problema da assimetria entre os custos de hidrelétricas e termelétricas foi lidado através da consideração dos custos Anuais Equivalentes no lugar do Valor Presente. Este fato permite atenuar o problema do efeito do “fim de periodo” nos modelos computacionais do planejamento da expansão. Pois ao se considerar um horizonte de tempo determinado, o modelo vai “fazer”

que os investimentos sejam adiados sempre perto ou ao final do horizonte, pois assim teria um custo mínimo para esse horizonte. Resultados decorrentes deste processo poderiam impactar negativamente no processo de planejamento, logo é preciso ter ciência que além desse horizonte o sistema seguirá operando. Sendo assim, a distribuição do custo total investimento ao longo da sua vida útil é uma das formas de se lidar com este problema.

O capítulo seguinte aborda o tema do planejamento da expansão de sistemas de produção e transporte de gás natural. Nesse mesmo Capítulo também é formulado o modelo computacional para dar suporte à decisão da expansão integrada da produção e transporte de energia elétrica e gás natural, o modelo MESEGAS.

Capítulo 3

Modelo de Expansão Integrada de Sistemas Elétricos e Gás Natural

3.1. Introdução

Neste Capítulo são formulados modelos computacionais para o planejamento da expansão integrada de longo prazo de sistemas de geração e troncos de interligação de sistemas de energia elétrica e sistemas de gás natural. Inicialmente é abordado o tema do planejamento centralizado e descentralizado da indústria do gás natural. A seguir é formulado um modelo computacional para a expansão de longo prazo de sistemas de produção e transporte de gás natural, o modelo MEGAS. Finalmente, é formulado um modelo para o planejamento da expansão integrada de sistemas de energia elétrica e gás natural o modelo MESEGAS.

3.2. Planejamento da expansão de sistemas de gás natural

3.2.1. Planejamento centralizado versus descentralizado

A indústria de gás natural nacional tem uma história recente e vem sendo foco de uma série de discussões a fim de sugerir alternativas para estimular seu desenvolvimento no seu suprimento e transporte. O setor de transporte duto viário tem características de monopólio natural e, assim, está sujeito ao acompanhamento atento do agente regulador. Um aspecto relativo ao transporte de gás natural que merece atenção está relacionado à capacidade de transporte disponível. A história da indústria do gás natural, assim como de outras indústrias de rede (como a da transmissão de energia elétrica), traz inúmeros exemplos do uso indevido desta capacidade a fim de exercer poder de mercado. . A legislação do gás aprovada em março do 2009 regulamenta o transporte, a estocagem, o processamento e a comercialização do gás natural no país. A contratação da construção e operação dos gasodutos passa a ser concessão por meio de licitação, com o objetivo de aumentar a competição e a modicidade tarifária.

Cabe ressaltar que neste trabalho propõe-se um modelo para a otimização do planejamento do suprimento e transporte de gás natural sob a ótica de governo que deseja fornecer diretrizes de planejamento para o setor. Este modelo computacional independe do planejamento do setor gás natural ser de um modo determinativo ou indicativo. O modelo computacional proposto representa apenas uma ferramenta para a otimização do planejamento da expansão de longo prazo.

Porém, do ponto de vista do planejamento em si mesmo, é interessante discutir se a centralização da operação e expansão favorece ou não o desenvolvimento do mercado e se diminui a possibilidade de exercício de poder de mercado por parte dos agentes. Nesta seção será feita uma breve comparação entre o planejamento centralizado e descentralizado no setor gás natural.

A desregulamentação da indústria de gás natural européia levou à separação entre a negociação do suprimento de gás natural e dos serviços de transporte, o que aumentou a complexidade dos mercados e impôs requisitos substanciais aos participantes para que

os mesmos completem todas as suas transações a um custo mínimo (Hirschhausen, 2006). Enquanto uma companhia verticalmente integrada otimiza todas as suas transações internamente, os participantes de uma indústria desregulada têm que coordenar suas operações num mercado aberto, onde o processo de minimização do custo total perpassa inúmeras transações descentralizadas. Os mecanismos de comercialização que guiam as transações nos mercados de gás natural e de transporte facilitam as interações entre os participantes, com o objetivo de alcançar a liquidação simultânea dos mercados de gás e de transporte a um custo mínimo para a indústria.

No modelo centralizado, um único ente (coordenador/operador) garante que todas as transações nos mercados de gás natural e de transporte sejam completadas a um custo mínimo para a sociedade. Neste caso, considera-se que as transações bilaterais descentralizadas nem sempre levam a um resultado socialmente ótimo na indústria de gás devido às características técnicas do sistema dutoviário de gás. Destacam-se as seguintes características:

- As transações no mercado de gás natural são facilitadas pelo coordenador/operador, uma entidade à qual o regulador atribui a responsabilidade de liquidar o mercado;
- Os participantes do mercado informam ao coordenador/operador a quantidade de gás que desejam adquirir ou vender e a que preços desejam completar suas transações;
- O coordenador/operador agrega estas informações à demanda e ao suprimento do sistema e calcula o preço do sistema que liquida o mercado;
- O preço do sistema reflete o valor de mercado do gás natural, pois a competição entre fornecedores e compradores de gás garante que os preços do sistema reflitam os custos marginais de curto prazo do gás;
- Este procedimento é repetido a pequenos intervalos de tempo para gerar uma precificação contínua do gás;
- As transações no modelo centralizado sobrecarregam o operador com necessidades de informação sobre disponibilidade, preços e custos do gás natural e do transporte.

Já num modelo descentralizado, as transações são bilaterais e se fundamentam na competitividade dos mercados de gás e de transporte a fim de levar a preços eficientes e minimizar o custo total do gás para os usuários finais. Pode-se destacar as seguintes características:

- As transações no modelo descentralizado são relativamente simples. Como são bilaterais, são fáceis de completar e entender mesmo em mercados complexos;
- A necessidade de diminuição dos custos de transação costuma levar ao aparecimento dos *traders* que completam as transações em nome dos participantes do mercado;
- Mercados *spot* se desenvolvem à medida que os participantes precisam de uma precificação eficiente do produto a todo o momento;
- Um mercado competitivo de capacidade secundária e a disponibilidade de muitos contratos diferentes de transporte firme e interruptível permitem aos carregadores formar um portfólio de contratos de transporte que os dá uma confiabilidade aceitável mínima de transporte a um custo mínimo;
- Os usuários finais podem escolher seu fornecedor, levando a uma competição entre os mesmos.

Identificar o modelo mais adequado para um país depende das características de sua indústria. Aqueles que têm mercados relativamente desenvolvidos podem confiar nas ações descentralizadas das forças de mercado para desenvolver um mercado *spot* competitivo e com boa liquidez. Países com mercados menores podem considerar necessário acelerar o desenvolvimento de um mercado *spot* estabelecendo a figura do operador do pool que facilitaria a liquidação dos mercados de gás e de transporte.

A escolha do mecanismo de operação do mercado também pode ser afetada pela configuração da rede dutoviária, sendo que uma estrutura em tronco seria ideal para o modelo descentralizado, pois as externalidades da rede são pequenas. Uma estrutura complexa, ao contrário, apresenta externalidades relacionadas às operações de transporte, onde a operação de um duto afeta os demais a ele interligados. Como as transações bilaterais dificilmente levariam em conta esta interdependência, os participantes do

mercado poderiam requerer serviços de transporte que não minimizariam os custos totais de transporte. Neste caso, o modelo centralizado seria mais apropriado, pois permitiria que o operador do duto determinasse a programação ótima de fluxos de gás independentemente das “rotas” contratuais.

O candidato primário ao papel de coordenador/operador é o próprio transportador, que tem as melhores informações sobre o sistema dutoviário – informações difíceis de obter em um mercado descentralizado. Um candidato alternativo seria uma entidade independente, de propriedade conjunta de todos os participantes da indústria de gás, como por exemplo, o Operador Nacional do Sistema (ONS), similar que no caso do setor elétrico.

A aplicação destes dois modelos na indústria de gás não tem sido uniforme. A maioria dos países opta pelo modelo descentralizado, por ser mais simples de implementar que o modelo centralizado. Um exemplo típico ocorre na indústria dos Estados Unidos, onde os mercados *spot* de gás natural se desenvolveram como resultado da desregulamentação ocorrida na década de 1990. Como exemplo de operação centralizada, pode-se citar a Holanda, com uma rede de transporte de 11 600 km de extensão, de propriedade da Gasunie, onde um único transportador, a *Gas Transport Services B.V.* é responsável pelo gerenciamento independente da operação de toda a rede de transporte de gás natural. De acordo com as diretrizes da União Européia, com um transporte independente todos os fornecedores terão as mesmas oportunidades, tornando o mercado mais competitivo.

Nesta seção foi descrito uma breve comparação entre os mecanismos de planejamento centralizado e o planejamento descentralizado no setor gás natural. Metodologias computacionais para o estudo de cada um de estes tipos de modelos são muito importantes. Sendo assim, na subseção a seguir é feita uma breve revisão do estado da arte no tema do planejamento da expansão do suprimento e transporte de gás natural.

3.2.2. Modelos de planejamento da expansão

Modelos computacionais para otimizar o planejamento da expansão conjunta de redes de gasodutos e oferta de gás natural foram pouco estudados, pelo que se tem poucas referências. Apenas o modelo EUGAS apresentado em (Perner e Seeliger, 2004) trata o problema da otimização centralizada do suprimento e transporte de gás natural. O modelo EUGAS é um modelo linear para a expansão dinâmica, multiestágio e multiarea para o atendimento da demanda a mínimo custo.

Recentemente, em (Andre, Bonnans *et al.*, 2008) foi apresentado uma técnica para resolver o problema da minimização dos custos de investimentos de expansão de rede de transporte de gás natural. A metodologia encontra a localização ótima de gasodutos e otimiza o seu diâmetro, sujeito às restrições físicas e operativas do sistema além do atendimento da demanda. Entretanto, este trabalho focaliza o atendimento de um único cenário de demanda máxima.

O modelo MEGAS proposto neste trabalho segue a considerações do modelo EUGAS. No modelo EUGAS e no modelo MEGAS assume-se que o tomador central de decisões é perfeitamente informado, otimizando, portanto, todo o benefício social. Aplicando este modelo, são reproduzidos os resultados do mercado de competição perfeita. Porém, modelos baseados em teoria de jogos para simular a operação e expansão de infra-estruturas de gás natural num ambiente descentralizado ou de mercado aberto à concorrência foram apresentados (Smeers, 2008) e (Egging, Gabriel *et al.*, 2008).

Na seção a seguir é apresentada a modelagem do suprimento e transporte e armazenagem de GN para propósitos de desenvolvimento do modelo de planejamento de longo prazo de sistemas de suprimento de transporte de gás natural.

3.2.3. Modelagem do suprimento, transporte e armazenagem de GN e GNL

A) Aspectos Gerais

Para analisar os sistemas de gás natural, é possível construir modelos matemáticos apropriados. Em geral, modelos que visam otimizar a operação do sistema em seu conjunto foram apresentados em (De-Wolf e Smeers, 2000), (Rios-Mercado, 2002). Segundo (Gabriel e Smeers, 2006), considerações sobre as relações não-lineares entre vazão e pressão são apropriadas para modelos relacionados ao planejamento de operação de curto prazo. Entretanto, essas considerações seriam menos comuns e até menos apropriadas para modelos focados no mercado que visam responder a questões regulatórias como, por exemplo, a magnitude do poder de mercado de alguns agentes e os efeitos da capacidade de transporte sobre os preços. Similarmente, no caso da expansão de longo prazo de sistemas elétricos, a modelagem focalizada para estudos de expansão de gás natural considerado neste trabalho é baseada em modelos de transporte, isto é, uma modelagem linear inteiro-mista do transporte, extração e armazenagem do gás natural.

A cadeia produtiva de um sistema de gás natural é similar ao dos sistemas elétricos, e é resumida a seguir:

- **Produção:**

Refere-se às atividades de produção, i.e., processamento no campo de gás natural. Assim que o gás natural é retirado de uma jazida, passa por vasos depuradores para separar as partículas líquidas (água e hidrocarbonetos líquidos) e sólidas (pó, produtos de corrosão). Se o nível de resíduos de enxofre estiver em excesso, o gás passa por Unidades de Dessulfurização. Depois, o gás é transferido para as Unidades de Processamento do Gás Natural (UPGN). Nas UPGN's, o gás natural passa por algumas etapas até estar pronto para comercialização. Inicialmente, é desidratado para retirar o vapor d'água existente, e em seguida, sofre um processo de absorção com refrigeração ou de turbo expansão, com a finalidade de separar as frações pesadas, atendendo às exigências do mercado e do meio ambiente. O resultado final é a produção de gás natural residual

(metano e etano), gás natural liquefeito (propano e butano) e C5+ (gasolina natural transportada para as refinarias para futuro processamento).

- **Transporte:**

No estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou, em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão (como GNC - gás natural comprimido ou GNA - gás natural absolvido). No estado líquido (GNL - gás natural liquefeito), pode ser transportado por meio de navios, barcaças e caminhões especiais. Nesse caso, para ser utilizado, o gás deve ser re-vaporizado em equipamentos apropriados, chamados terminais de regaseificação de GNL.

- **Armazenagem:**

A principal função da armazenagem, é manter o equilíbrio entre a demanda e a oferta e atender aos picos de demanda, amenizando assim, as flutuações dos volumes energéticos consumidos. Por exemplo, em Europa ou America do Norte, nos meses frios (novembro a março) o consumo do combustível chega a triplicar em menos de 24 horas, conseqüência direta do uso do energético no aquecimento interno de residências e centros comerciais, entre outros. No México, por exemplo, os estoques não apenas garantem o abastecimento no inverno, mas também durante o verão, suprindo os picos noturnos resultados da geração de energia elétrica pelo uso contínuo dos aparelhos de ar-condicionado.

Nestes dois casos, evidenciam-se o caráter estratégico da armazenagem do energético, ao garantir a segurança do suprimento e a função de equilíbrio entre a oferta e a demanda. O armazenamento é também realizado por motivação econômica, quando o objetivo é otimizar o sistema integrado de suprimento e transporte (rede), principalmente quando a fonte de suprimento é única e distante do mercado consumidor. Instalações de armazenamento localizadas próximas aos centros de consumo atendem a demandas sazonais e picos de consumo ao longo do ano, tornando desnecessárias ampliações, como por exemplo, duplicação parcial ou total de gasodutos e/ou acréscimo de estações compressoras. Portanto, a armazenagem é considerada em alguns casos, como uma alternativa a investimentos em gasodutos (Naturalgas.Org, 2008)

Por último, há o armazenamento motivado puramente por negócios, fato que tem se tornado comum nos últimos 5 anos, principalmente nos EUA. O produtor, o transportador, a distribuidora ou uma empresa negociadora de energéticos pode adquirir o gás natural, estocá-lo e revender, quando houver uma alteração de preço que seja lucrativa. Todavia, a maioria das instalações atuais de armazenamento foi construída para atender a sazonalidade da demanda, suprimindo as oscilações do consumo entre os períodos de inverno e verão, assim como atender os picos diários, principalmente no caso das termelétricas.

No Brasil, a atividade de armazenagem não é regulamentada, embora isso esteja em discussão nos projetos de lei para o setor. Os consumidores industriais e os geradores de energia elétrica têm maior peso sobre o consumo total. No caso da indústria não se observa esta sazonalidade, mas com relação à geração termelétrica, em função da característica hidrelétrica do parque gerador, o perfil de consumo tende a ser sazonal. Esta percepção tende a aumentar em função das grandes usinas a fio d'água com características sazonais fortes. A crescente participação do gás na matriz energética brasileira, aliada aos recentes acontecimentos que trouxeram insegurança quanto à garantia do suprimento do energético (situação política da Bolívia, por exemplo), reforçam o papel importante que a estocagem pode vir a ter. Portanto, a contextualização pertinente à armazenagem de gás natural justifica a necessidade da consideração e modelagem apropriada no planejamento do suprimento e transporte no âmbito brasileiro da indústria do gás natural (Maculan e Confort, 2007).

B) Modelagem

Para clarificar a formulação apresentada neste trabalho, considere a ilustração apresentada na Figura 1.1.

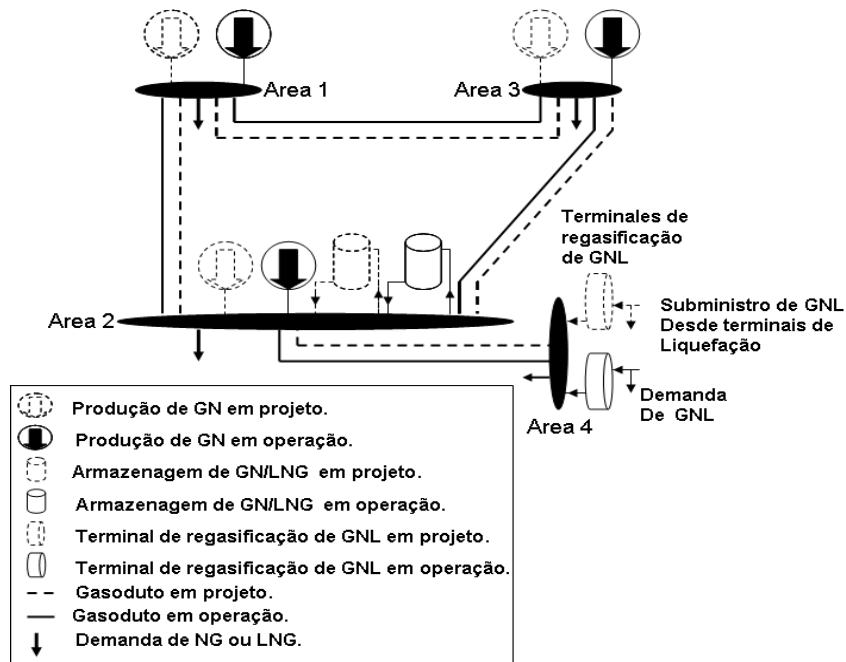


Figura 3-1. Exemplo da modelagem de sistemas de gás natural.

O exemplo da Figura 3-1, apresenta quatro áreas ou subsistemas incluindo infra-estruturas existentes e projetadas de suprimento de GN/GNL, transporte de GN e armazenagem de GN/GNL. Nesta Figura pode-se observar que os gasodutos transportam o GN desde os poços de extração de gás natural assim como também, desde os terminais de regaseificação de GNL. Também se pode observar que as infra-estruturas de armazenagem de GN/GNL usualmente estão localizadas perto dos centros de carga, no exemplo a área 2. Por simplicidade, não é considerado neste trabalho, o transporte de GNL, seja este através de navios ou outro meio de transporte. Ao contrário, assume-se que os terminais de regaseificação estão continuamente sendo supridos por GNL a partir dos terminais de liquefação de GN. Portanto, a sua operação é similar a de um produtor de GN na qual a sua produção está limitada por sua capacidade máxima e mínima de produção de gás natural.

- **Modelagem do suprimento de GN**

Como já foi dito, a modelagem da produção de GN seja este oriundo de poços de GN, ou terminais de regaseificação de GNL é feita de modo similar ao de uma usina termelétrica. Cada campo de produção de GN tem um custo de produção associado de GN em

US\$/Mm³, e sua produção está limitada por sua capacidade máxima e mínima de produção de GN em Mm³/h.

- **Modelagem de gasodutos**

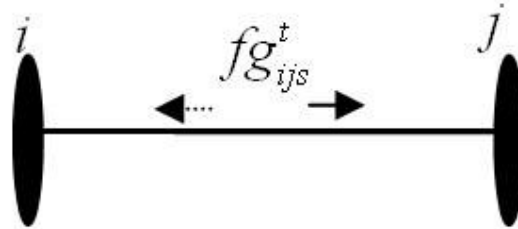


Figura 3-2. Representação de um gasoduto.

Um gasoduto é representado por um arco bidirecional, porque o gás pode fluir tanto em uma direção, como na direção oposta, dependendo das restrições e requerimentos do sistema. A Figura 3-2 mostra o modelo equivalente a um gasoduto bidirecional. Portanto, a variável de fluxo de GN $f_{i,j,s}^t$ pode assumir valores positivos (do nó i para o nó j) ou negativo (do nó j para o nó i). Em cada gasoduto a quantidade de transporte de GN está limitada por sua capacidade máxima e mínima de produção de GN em Mm³/h.

- **Modelagem da Armazenagem de GN/GNL**

Como foi discutido no item anterior, a modelagem da dinâmica de operação das infra-estruturas de armazenagem de GN/GNL é muito importante, seja em modelos de planejamento da operação como da expansão, o qual é o foco deste trabalho.

Para fins de uma modelagem geral, as infra-estruturas de armazenagem de GN/GNL, são chamadas neste trabalho de reservatórios de GN/GNL. A dinâmica de operação de um armazenador ou reservatório de GN/GNL será modelada de forma similar ao reservatório de água de uma usina hidrelétrica. A diferença entre um reservatório de uma usina hidrelétrica é que em reservatórios de GN tanto a injeção como a retirada de GN/GNL é uma variável endógena. Esta é uma vantagem operacional em relação aos

reservatórios de água em hidrelétricas, onde a variável de afluições de água, ou seja, a injeção de água é uma variável exógena e sua modelagem é muito complexa. Em outras palavras, a injeção de água não é uma variável de controle.

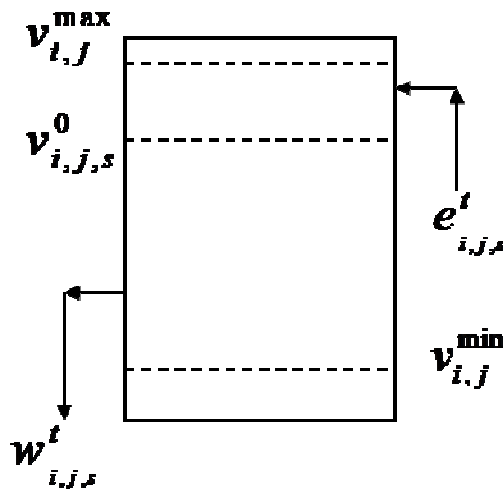


Figura 3-3. Representação de um reservatório de GN/GNL.

O reservatório geral considerado de GN/GNL é ilustrado na Figura 3-3. Similarmente à representação de reservatórios de água em hidrelétricas, tem-se o parâmetro do volume inicial de GN/GNL ($v_{i,j,s}^0$), as variáveis para a quantidade de injeção ($e_{i,j,s}^t$) e retirada ($w_{i,j,s}^t$) de GN/GNL os quais estão limitadas pelas suas capacidade máximas e mínimas. A quantidade de armazenagem de GN/GNL está restrita pela capacidade máxima e mínima de armazenagem do reservatório. Diferente do observado em reservatórios de usinas hidrelétricas, em reservatórios de gás natural existem custos operacionais associados à injeção e retirada de GN/GNL.

$$v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{t-1} + e_{i,j,s}^t - w_{i,j,s}^t; \quad s = 1, \dots, S; j \in J^{GST}; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (3.1)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{If } t=1 \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^0 \\ \text{If } t=T \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{Final} \end{array} \right\} s = 1, \dots, S; j \in J^{GST}; i = 1, \dots, I; \quad (3.2)$$

A equação (3.1) representa o balanço de gás natural em cada um dos reservatórios em cada período e durante o bloco de demanda. A equação (3.2) formula a consideração do volume inicial e final no reservatório, similar a modelagem de reservatórios hidrelétricos.

- **Modelagem da demanda de Gás Natural**

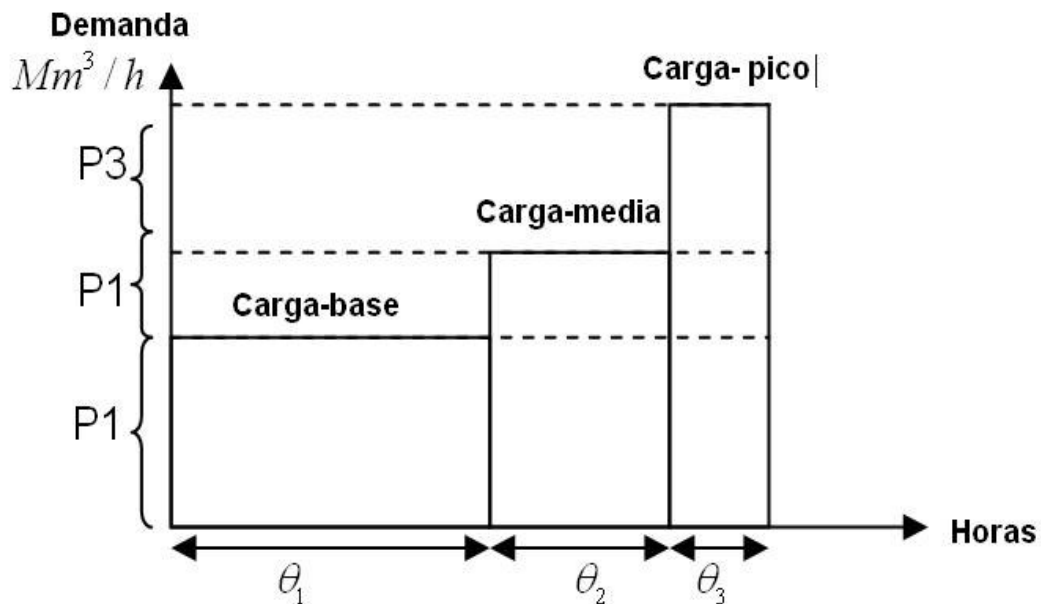


Figura 3-4. Curva de duração de carga de GN.

A demanda de GN em cada modo do sistema é representada através de uma curva de duração de carga, que fornece um resumo (anual ou bianual, etc.) das flutuações

horárias da demanda de GN. Uma curva de duração de carga discretizada em três patamares é mostrada na Figura 3-4. Esta curva está dividida em três patamares de carga : base, média e pico. Onde P_1 , P_2 , e P_3 poderiam representar a competitividade ou o modo que o GN seja despachada por ordem de mérito. Este mix de GN seria, por exemplo, o gás natural de bacias nacionais, gás natural localizado no exterior do país (no caso do Brasil podemos citar o gás boliviano, argentino ou peruano) e gás natural supridas desde terminais de regaseificação de GNL.

Os modelos descritos nesta seção serão usados na seguinte seção onde se apresenta a formulação computacional do modelo MEGAS.

3.3. Planejamento de longo prazo de sistemas de gás natural: O modelo MEGAS

O Modelo proposto MEGAS é uma ferramenta para otimizar o planejamento de longo prazo da expansão do suprimento e transporte de gás natural. O modelo proposto é estruturado como um modelo multiestágio (dinâmico) e multiarea (multi-regional), que minimiza os custos de atendimento à demanda de gás natural ao longo do horizonte de planejamento. O modelo computacional resultante é uma programação inteiro-mista de grande porte.

Para facilitar a compreensão do modelo computacional formulado, os parâmetros e variáveis do modelo serão apresentados, simultaneamente, em notação matemática simples.

A seguir serão descritos os elementos que compõem o “MEGAS” e as explicações necessárias para entender o seu funcionamento. Pretende-se, ao longo desta seção, elucidar toda a formulação do modelo.

3.3.1. Índices e Conjuntos

A definição dos índices e conjuntos serve para simplificar e organizar a notação dos parâmetros, variáveis e equações.

i	Índice de subsistemas ou áreas.
j	Índice para infra-estruturas. Neste índice considera-se tanto os de infra-estruturas projetadas como os existentes.
t	Índice para períodos. Que será definido em alguma unidade, tais meses, anos ou bianual, etc.
s	Índice para patamar de carga. Em unidade de horas (h),
I	Número total de subsistemas.
T	Número total de períodos.
S	Número total patamares de carga.
J_i^G	Conjunto de campos/terminais de suprimento de GN/GNL no subsistema i .
J_i^{FG}	Conjunto de gasodutos que conectam ao subsistema i .

3.3.2. Parâmetros

A definição do nível adequado de detalhamento do sistema é importante para que o modelo seja coerente com a realidade sem, para isso, aumentar a sua complexidade demasiadamente. Após a definição de cada parâmetro, serão feitas as explicações necessárias ao seu entendimento quando necessário.

$pg_{i,j}^{\min}$	Limite mínimo e máximo respectivamente, de produção de GN/GNL nos campos de GN ou terminais de regaseificação de GNL, j , no subsistema i em milhões de metros cúbicos por hora (Mm^3/h).
$pg_{i,j}^{\max}$	
R	Taxa de desconto (%).
$\phi g_{i,j}^t$	Custo anual equivalente de investimento do projeto de produção de

	GN/GNL j do subsistema i no período t , em dólares americanos (US\$)
$\alpha g_{i,j}^t$	Custo anual equivalente de investimento do projeto de gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t em (US\$)
$\varphi g_{i,j}^t$	Custo unitário de produção de GN/GNL no campo/terminal j do subsistema i no período t , em $US\$/Mm^3$
$\gamma g_{i,s}^t$	Custo de déficit do subsistema i no patamar s durante o período t , em $US\$/Mm^3$
$\mu_{i,j}^t$,	Custo unitário de injeção e retiro de GN/LNG do reservatório j do subsistema i no período t , em $US\$/Mm^3$
$\nu_{i,j}^t$	
$\sigma g_{j,i}$	Fator de perda do gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t em (%)
$V_{i,j,s}^0$,	Volume inicial e final, respectivamente de GN/GNL no reservatório j do subsistema i em Mm^3 .
$V_{i,j,s}^{Final}$	
$V_{i,j}^{\min}$,	Volume mínimo e máximo, respectivamente de GN/GNL no reservatório j do subsistema i em Mm^3 .
$V_{i,j}^{\max}$	
$fg_{i,j}^{\min}$	Limite mínimo e máximo respectivamente, do gasoduto que conecta os subsistemas i e j em Mm^3 .
$fg_{i,j}^{\max}$	
$\Phi_{i,s}^t$	Duração do patamar de carga s , do subsistema i em horas (h)
$G_{i,s}^t$	Demanda de GN/GNL a ser atendida no subsistema i , patamar s e período t em Mm^3 .
$\rho g_{i,j}$	Fator de participação do campo/terminal de GN/GNL j do subsistema i , durante o patamar s , no período t , em (%).

3.3.3. Variáveis

$xg_{i,j}^t$ Estado *on/off* do projeto de campo ou terminal de GN/GNL j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que projeto é selecionado a ser construído até o tempo de vida do projeto e zero no caso inverso.

$xfg_{i,j}^t$ Estado *on/off* do projeto de gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que projeto é selecionado a ser construído até o tempo de vida do projeto, e zero no caso inverso.

$yg_{i,j}^t$ Variável auxiliar para o estado do projeto de campo ou terminal de GN/GNL j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1 se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.

$yfg_{i,j}^t$ Variável auxiliar para o estado do projeto de gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1 se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.

$pg_{i,j,s}^t$ Produção de GN/GNL no campo ou terminal de GN/GNL j no subsistema i , no período t , e patamar s em Mm^3 .

$fg_{i,j,s}^t$ Fluxo de GN no gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t e patamar s em Mm^3 .

$ic_{i,j,s}^t$ Injeção e retiro, respectivamente de GN/GNL do reservatório j no subsistema i , no período t , e patamar s em Mm^3 .

$wc_{i,j,s}^t$

$dg_{i,s}^t$ Déficit de GN no subsistema i , no período t , e patamar s em Mm^3 .

$v_{i,j,s}^t$ Volume de GN/GNL no reservatório j no subsistema i , no período t ,

e patamar s em Mm^3 .

3.3.4. Função objetivo

No modelo proposto MEGAS o objetivo é minimizar o somatório dos custos de investimento e da operação descontados no tempo. Esta simplificação pode ser representada da seguinte forma.

$$\text{Min: } \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} [\text{Custo_Investimento} + \text{Custo_Operação}] \quad (3.3)$$

Os custos de investimento e operação são decompostos para cada tipo de empreendimento, da seguinte forma:

$$\text{Custo_Investimento} = [\text{Investimento em Campos/Terminals/Reservatórios de GN/GNL+ Gasoductos}] \quad (3.4)$$

$$\text{Custos_Operação} = [\text{Operação de Campos/Terminals/Resrvatorios de GN/GNL+Deficit}] \quad (3.5)$$

$$\text{Custos_Operação} = [\text{Operação de Campos/Terminals/Resrvatorios de GN/GNL+Deficit}] \quad (3.6)$$

A função objetivo traz para o presente o somatório dos custos anuais equivalentes de cada uma das decisões de operação e de construção. Sendo assim, a função objetivo foi formulada da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
\text{Min} : \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} & \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^G}} \phi g_{i,j}^t x g_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{FG}}} \alpha g_{i,j}^t x f g_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^G \\ s=1,\dots,S}} \varphi g_{i,j}^t p g_{i,j,s}^t \right. \\
& \left. + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{GST} \\ s=1,\dots,S}} \mu_{i,j}^t i c_{i,j,s}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{FG} \\ s=1,\dots,S}} v_{i,j}^t w c_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ s=1,\dots,S}} \gamma_{i,s}^t d g_{i,s}^t \right] \quad (3.7)
\end{aligned}$$

3.3.5. Restrições

As restrições representam o funcionamento lógico do sistema de GN, forçando o modelo a considerar somente as configurações aceitáveis para os diferentes valores das variáveis que controla. Elas serão apresentadas em equações matemáticas seguidas de uma explicação textual.

$$\sum_{t=1,\dots,T} y g_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{G \cup GST} \quad (3.8)$$

$$\sum_{t=1,\dots,T} y f g_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FG} \quad (3.9)$$

$$y g_{i,j}^t, y f g_{i,j}^t \in \{0,1\} \quad (3.10)$$

- As equações (3.8)-(3.9) definem que cada empreendimento só pode ser construído em um único período do horizonte de planejamento. As variáveis de construção dos empreendimentos preexistentes foram fixadas em 1 no período inicial e zero nos períodos seguintes:

- Restrição de tempo de vida das infra-estruturas de geração, transporte:

$$\sum_{t=1}^T x e_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (3.11)$$

$$\sum_{t=1}^T x f e_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (3.12)$$

$$\sum_{m=1}^t y g_{i,j}^t - x g_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{G \cup GST} \quad (3.13)$$

$$\sum_{m=1}^t y f g_{i,j}^t - x f g_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FG} \quad (3.14)$$

- As equações (3.13)-(3.14) são para obter o estado on/off dos empreendimentos ao longo do período de planejamento.

$$\sum_{\forall j \in J_i^G} p g_{i,j,s} + \sum_{\forall j \in J_i^{FG}} (\sigma g_{j,i} f g_{j,i,s}^t - f g_{i,j,s}^t) + \sum_{\forall j \in J_i^{GST}} (w_{i,j,s,t} - e_{i,j,s,t}) - d g_{i,s}^t \geq \Phi_{i,s}^t G_{i,j,s}^t \quad ; s = 1, \dots, S; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (3.15)$$

-A equação (3.15) define o atendimento à demanda em cada patamar e estágio do horizonte de planejamento.

$$v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{t-1} + e_{i,j,s}^t - w_{i,j,s}^t; \quad s = 1, \dots, S; j \in J^{GST}; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{If } t=1 \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^0 \\ \text{If } t=T \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{Final} \end{array} \right\} s = 1, \dots, S; j \in J^{GST}; i = 1, \dots, I; \quad (3.17)$$

- Tal como foi mencionado na seção anterior, as equações (3.16) e (3.17) definem o balanço de GN/GNL e as condições iniciais e finais, respectivamente.

$$pg_{i,j,s}^t - xg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pg_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^G; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.18)$$

$$pg_{i,j,s}^t - xg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pg_{i,j}^{\min,t} \geq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^G; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.19)$$

$$\left| fg_{i,j,s}^t \right| - xfg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t fg_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^{FG}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.20)$$

- As equações (3.18)-(3.19) definem os limites máximos e mínimos de produção de GN/GNL. A equação (3.20) define o limite de transporte de GN nos gasodutos em cada período e patamar de carga.

$$v_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t yg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t v_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.21)$$

$$v_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t yg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t v_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.22)$$

$$e_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t yg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t e_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.23)$$

$$e_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t yg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t e_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \\ j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.24)$$

$$w_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t w_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.25)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$w_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t w_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.26)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

- As equações (3.21) -(3.26) definem as restrições de operacionais dos reservatórios de GN/GNL, tais como seus limites máximos e mínimos de armazenagem, assim como também os seus limites mínimos em máximos de injeção e retirada, respectivamente:

Nesta seção foi apresentado o modelo de expansão de longo prazo de sistemas de produção e interligações de gasodutos, considerando a armazenagem de gás natural, no modelo MEGAS. A seguir é apresentado o modelo MESEGAS que integra o modelo MEGAS com o modelo MESE o qual foi apresentado no Capítulo 2.

3.4. Planejamento Integrado da Expansão do Setor Gás/Eletricidade

No capítulo 1 foram descritas as motivações e justificativas para se desenvolver uma otimização conjunta dos setores de eletricidade e gás natural, seja este da operação como da sua expansão. .

Também como é do conhecimento geral, no Brasil, o consumo das termelétricas a gás natural, quando acionadas, corresponde a quase 40% da demanda total do setor de gás. Isto significa que já não é possível tratar os problemas de confiabilidade de suprimento de eletricidade e de gás natural como se fossem estanques; há um problema de *confiabilidade de suprimento de energia*, que deveria ser equacionado de maneira integrada, visando minimizar o custo total para a sociedade (Psr, 2007)..

Em termos da lógica do despacho hidrotérmico, esta otimização integrada deveria considerar que o custo de despachar uma usina termelétrica a gás é a soma do custo de combustível mais o eventual custo de interrupção de uma atividade do setor de gás, por exemplo uma indústria de cerâmica. Se este custo de interrupção for elevado, é possível que a opção mais econômica para a sociedade seja a de despachar uma fonte de geração alternativa, por exemplo uma usina a óleo combustível.

De maneira análoga, no cálculo do benefício de se evitar o risco de interrupção para o setor elétrico), deve ser contabilizada a possibilidade de um aumento do risco de interrupção para o setor de gás (Psr, 2007). .

Uma otimização da operação e da expansão conjunta de gás e eletricidade é importante porque, mesmo que os prejuízos econômicos de cada setor sejam diferentes, é pouco provável que o ótimo social seja o de dar total prioridade para um ou outro setor, seja este em termos de confiabilidade e custos.

3.4.1. Modelos de planejamento integrado gás-eletricidade existentes

Há poucas referências que abordam uma otimização integrada da rede elétrica e rede de gás.. Por exemplo, em (Skugge, Bukengo *et al.*, 1994), a integração entre os sistemas se dá no estudo de longo prazo e em (Mello e Ohishi, 2006) para despacho integrado gás-eletricidade. Ambos os trabalhos consideram somente o atendimento a demanda de energia elétrica, desprezando a rede elétrica. Trabalhos que abordam discussões conceituais da importância de se considerar um planejamento integrada na operação (Shahidehpour, Fu *et al.*, 2005) e na expansão (Barroso, Flach *et al.*, 2005) também foram apresentados.

A referencia apresentada em (Bezerra, Kelman *et al.*, 2006) propõe um modelo probabilístico, tanto para a análise do modelo hidrológico quando para o modelo de gás nos estudos de médio prazo, analisando as regiões brasileiras.

O trabalho apresentado em (Unsihuay-Vila, Marangon-Lima *et al.*, 2007b) propõe um modelo computacional para o planejamento de curto prazo da operação integrada de sistemas hidrotermicos e gás natural. Neste trabalho se desenvolve a integração energéticas de ambos setores considerando o suprimento e as interligações em ambos setores. Além disso modela a armazenagem de gás natural em reservatórios. Similarmente o trabalho apresentado em (Cintra, 2008) apresenta um modelo computacional para o planejamento de curto prazo da operação integrada gás/eletricidade. Neste trabalho, o sistema de gás natural, as pressões nos nós da rede, as características físicas dos gasodutos, além dos limites de produção são restrições de um modelo não-linear. Os modelos acima são associados através do modelo linear de rede elétrica (modelo CC).

Apenas os trabalhos apresentados em (Unsihuay-Vila, Marangon-Lima *et al.*, 2007a), e (Bakken, Skjelbred *et al.*, 2007) abordam o tema do planejamento da expansão de longo prazo de vários setores energéticos. A diferença em ambos os trabalhos é que a abordagem feita em (Bakken, Skjelbred *et al.*, 2007) é feita para uma expansão regional ou local enquanto o modelo apresentado em (Unsihuay-Vila, Marangon-Lima *et al.*, 2007a) é um modelo focado apenas em gás e eletricidade porém para um planejamento a nível sistêmico.

3.4.2. Integração energética do gás natural e a energia elétrica

Como já foi mencionado na introdução, o presente trabalho propõe um modelo computacional para o planejamento da expansão de longo prazo de sistemas hidrotérmicos. Neste modelo é considerado que as usinas termelétricas a gás natural consomem o gás natural diretamente desde pontos de entrega de gás natural. Portanto, é necessário considerar as restrições do sistema de produção, transporte e armazenagem de gás natural e gás natural liquefeito às restrições do sistema de energia elétrica. Basicamente, a formulação proposta nesta subseção integra apropriadamente os modelos já descritos nas seções anteriores, ou seja, o modelo MESEGAS=MESE+MEGAS.

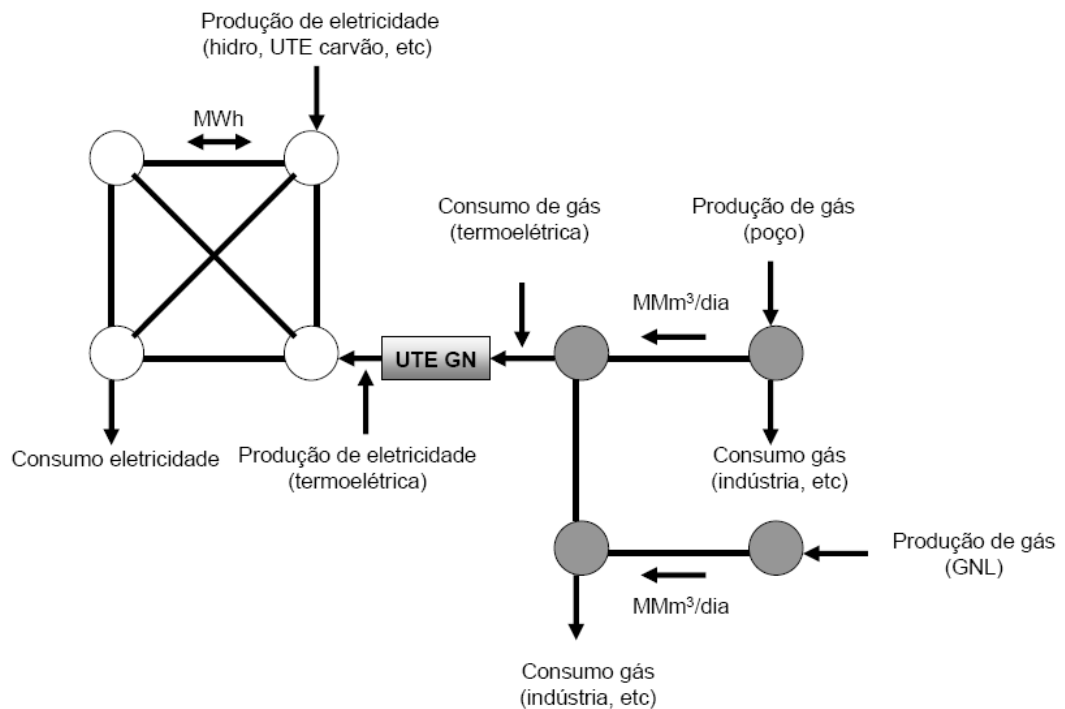


Figura 3-5. Representação conjunta dos setores de gás e eletricidade. (PSR, 2007)

A Figura 3-5 apresenta a modelagem integrada gás/eletricidade, semelhante a uma rede simplificada de transporte de energia elétrica, utilizada na representação de intercâmbios de energia elétrica entre subsistemas. Equações de produção, consumo, transporte e

conversão de produção térmica em demanda de gás/eletricidade devem ser apropriadamente modeladas.

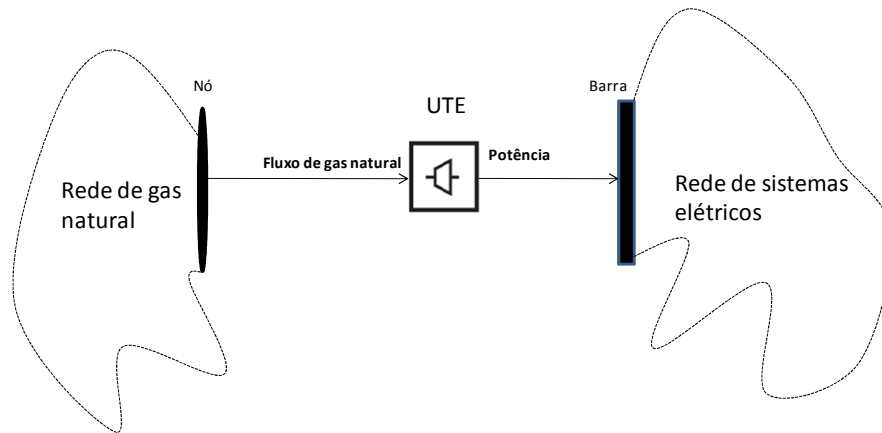


Figura 3-6. Representação da integração das redes de gás natural com redes de elétricas através de UTEs.

Uma questão muito importante refere-se aos aspectos técnicos da integração operativa de usinas que consomem gás natural, as quais são fisicamente conectadas à rede de gás natural, tal como pode ser visualizada na Figura 3-6. Logo, para considerar esta integração dentro de modelos operação e expansão é necessário encontrar uma função que relacione a potência gerada nas usinas termelétricas (UTEs) a gás natural em função do consumo de gás. Uma modelagem aproximada nestes casos é assumir que esta função é linearmente proporcional ao fluxo fornecido no nó onde a usina termelétrica (UTE) está localizada na rede de gás. Logo, a função linear é dada como:

$$pg_{i,j,s}^t = \theta_{i,j} pe_{i,j,s}^t; \quad (3.27)$$

Onde o fator de conversão de gás para eletricidade $\theta_{i,j}$ é dependente de muitos fatores tais como o tipo de tecnologia da UTE, o poder calorífico inferior (PCI) do combustível. No caso do gás natural, este fator de conversão gás/eletricidade é um parâmetro muito importante na modelagem já que seus valores podem ter grande impacto nos resultados.

Na literatura (Silva e Nascimento, 2004) a seguinte equação é usada para calcular o consumo de gás natural de uma usina termelétrica a gás natural:

$$pg_{i,j,s}^t = \theta_{i,j} pe_{i,j,s}^t = \frac{FC_j}{PCI_j \eta_{i,j}} pe_{i,j,s}^t; \quad (3.28)$$

Onde:

- FC_j é o fator de conversão de calor para potencia dada em (kcal/kW). Para o gás natural este fator tem o valor de 860 kW/kcal.
- PCI_j o PCI para o o gás natural é 9400 kcal/m³.
- $\eta_{i,j}$ é a eficiência ou rendimento da usina termelétrica a gás natural em (%).

O rendimento de usina termelétrica a gás natural com tecnologias atuais variam entre 30 (ciclo aberto) ate 60% (ciclo fechado).

Como exemplo, o fator de conversão de gás/eletricidade para uma usina com eficiência 42% resulta:

$$\theta_{i,j} = \frac{FC_j}{PCI_j \eta_{i,j}} = 0.2178 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kW}.$$

Logo, se esta usina despacha uma potência de 1kW durante uma hora então o consumo de gás natural resulta 0.2178 m³.

O fator de conversão em estudos de operação e expansão considerado neste trabalho é expresso em $\text{Mm}^3/\text{h}/\text{MW}$ o que é o mesmo que Mm^3/MWh . Por exemplo, o volume de gás natural que consome uma usina de capacidade de 1000 MW despachada durante 24 horas, resulta um valor de 5.2279 Mm^3 (o que usualmente seria expressa nos relatórios técnicos $5.2279 \text{ Mm}^3/\text{dia}$).

Por exemplo, assumindo que no Brasil, em 2030 a capacidade instalada na matriz energética para gerar eletricidade usando usinas termelétricas a gás natural seja de 20 GW diário, logo serão necessários $104.5584 \text{ Mm}^3/\text{dia}$ para atender esta demanda de gás natural por parte do setor elétrico.

3.4.3. Função objetivo

A função objetivo do modelo proposto MESEGAS é a minimização dos custos de investimento na expansão e operação de sistemas de produção e transporte de gás natural e energia elétrica para o atendimento da demanda de eletricidade e gás natural ao longo de um determinado horizonte de tempo de planejamento seja especificada. Esta função é formulada como:

$$\text{Minimizar: Custos_Total} = \text{Custos_Ele} + \text{Custos_Gás} \quad (3.29)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \text{Custos_Ele} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} & \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E}} \phi e_{i,j}^t x e_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in \Omega_i^{FE}}} \alpha e_{i,j}^t x f e_{i,j}^t + \right. \\ & \left. \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in (J_i^E - J_i^{UTEgas}) \\ s=1,\dots,S}} \phi e_{i,j}^t p e_{i,j,s}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ s=1,\dots,S}} \gamma_{i,j}^t d e_{i,j,s}^t \right] + \\ & + \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\begin{aligned}
\text{Custo_Gás} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} & \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^G}} \phi g_{i,j}^t x g_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{FG}}} \alpha g_{i,j}^t x f g_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^G \\ s=1,\dots,S}} \varphi g_{i,j}^t p g_{i,j,s}^t \right. \\
& \left. + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{GST} \\ s=1,\dots,S}} \mu_{i,j}^t i c_{i,j,s}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^{GST} \\ s=1,\dots,S}} v_{i,j}^t w c_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ s=1,\dots,S}} \gamma_{i,s}^t d g_{i,s}^t \right] \quad (3.31)
\end{aligned}$$

Onde J_i^{UTEgas} é a nomenclatura correspondente ao conjunto de usinas termelétricas a gás natural no subsistema i .

Nota-se que na equação do custo do setor elétrico (Custo_Ele) existe uma pequena porém importante mudança com respeito a esta equação descrita no Capítulo 2 o qual foi usada só no caso do setor elétrico. Neste Capítulo, se aborda a otimização integrada gás-eletricidade, logo para evitar a contabilização duplicada do custo de gás natural, não são consideradas os custos variáveis pelo consumo de combustível por parte das usinas termelétricas a gás natural (UTEgas), pois estas já estão sendo consideradas, nos custos de produção do gás natural na equação (Custo_Gás).

3.4.4. Restrições

- **Restrições de expansão:**

$$\sum_{t=1,\dots,T} ye_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (3.32)$$

$$\sum_{t=1,\dots,T} yfe_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (3.33)$$

$$ye_{i,j}^t, yfe_{i,j}^t \in \{0,1\} \quad (3.34)$$

$$\sum_{t=1,\dots,T} yg_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{G \cup GST} \quad (3.35)$$

$$\sum_{t=1,\dots,T} yfg_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FG} \quad (3.36)$$

$$yg_{i,j}^t, yfg_{i,j}^t \in \{0,1\} \quad (3.37)$$

- As equações (3.32)-(3.37) definem que cada empreendimento só pode ser construído em um único período do horizonte de planejamento. As variáveis de construção dos empreendimentos existentes foram fixadas em um no período inicial e zero nos períodos seguintes.

$$\sum_{m=1}^t ye_{i,j}^t - xe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (3.38)$$

$$\sum_{m=1}^t yfe_{i,j}^t - xfe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (3.39)$$

$$\sum_{m=1}^t yg_{i,j}^t - xg_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{G \cup GST} \quad (3.40)$$

$$\sum_{m=1}^t yfg_{i,j}^t - xfg_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FG} \quad (3.41)$$

- As equações (3.38)-(3.41) são para obter o estado on/off dos empreendimentos ao longo do período de planejamento.

- **Restrições de operação: Em condições médias**

$$\sum_{\forall j \in J_i^E} pe_{i,j,s}^t + \sum_{\forall j \in J_i^{FE}} (\sigma e_{j,i} fe_{j,i,s}^t - fe_{i,j,s}^t) + df_{i,s}^t \geq \Phi_{i,s}^t DE_{i,s}^t \quad (3.42)$$

$$; s = 1, \dots, S; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T$$

- A equação (3.42) define o atendimento à demanda de energia elétrica em cada patamar e estágio do horizonte de planejamento.

$$\begin{aligned} & \sum_{\forall j \in J_i^G} pg_{i,j,s} + \sum_{\forall j \in J_i^{FG}} (\sigma g_{j,i} fg_{j,i,s}^t - fg_{i,j,s}^t) + \sum_{\forall j \in J_i^R} (w_{i,j,s,t} - e_{i,j,s,t}) - \sum_{j \in J^{EG}} \theta_{i,j} pe_{i,j,s} \\ & + dg_{i,s}^t \geq \Phi_{i,s}^t DG_{i,s}^t \quad ; s=1, \dots, S; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.43)$$

- A equação (3.43) define o atendimento à demanda em cada patamar e estágio do horizonte de planejamento. Nota-se que nesta equação esta se modelando a consideração a integração setor gás, através do consumo de gás natural por parte do conjuntos usinas a gás natural do sistema elétrico.

$$\begin{aligned} & \sum_{s=1}^S pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \widehat{EH}_{i,j}^t \leq 0; \quad m=1, \dots, T; j \in J_i^{UHE}; \\ & \quad \quad \quad i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.44)$$

. A equação (3.44) define que em cada estágio a energia fornecida por uma hidrelétrica para o sistema, não pode ser maior do que a energia média que essa usina é capaz de gerar.

As equações seguintes definem os limites máximos e mínimos de produção de usinas geradoras hidrelétricas.

$$\begin{aligned} & pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m pe_{i,j}^{\max} \Phi_{i,s}^t \leq 0 \quad ; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; \\ & \quad \quad \quad j \in J_i^{UHE}; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.45)$$

$$\begin{aligned} & pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pe_{i,j}^{\min,t} \geq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; \\ & \quad \quad \quad j \in J_i^{UHE}; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \end{aligned} \quad (3.46)$$

As equações (3.47) -(3.48) definem os limites máximos e mínimos de produção de usinas geradoras não-hidrelétricas. A equação (3.49) define o limite de transporte dos intercâmbios em cada período e patamar de carga.

$$pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \left[pe_{i,j}^{\max} \rho e_{i,j} + (1 - \rho e_{i,j} pe_{i,j}^{\min}) \right] \Phi_{i,s}^t \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.47)$$

$$j \in J_i^{UTE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pe_{i,j}^{\min,t} \geq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.48)$$

$$j \in J_i^{UTE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$\left| fe_{i,j,s}^t \right| - xfe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t fe_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.49)$$

$$j \in J^{FE}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

As equações (3.47) -(3.48) definem os limites máximos e mínimos de produção de usinas geradoras não-hidreletricas. A equação (3.49) define o limite de transporte dos intercâmbios em cada período e patamar de carga.

$$pg_{i,j,s}^t - xg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pg_{i,j}^{\max} \rho g_{i,j} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.50)$$

$$j \in J^G; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$pg_{i,j,s}^t - xg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pg_{i,j}^{\min,t} \geq 0; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.51)$$

$$j \in J^G; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$\left| fg_{i,j,s}^t \right| - xfg_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t fg_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.52)$$

$$j \in J^{FG}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

- As equações (3.50)- (3.51) definem os limites máximos e mínimos de produção de GN/GNL. A equação (3.52) define o limite de transporte de GN nos gasodutos em cada período e patamar de carga.

$$v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{t-1} + e_{i,j,s}^t - w_{i,j,s}^t; \quad s=1,\dots,S; j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T \quad (3.53)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{If } t=1 \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^0 \\ \text{If } t=T \Rightarrow v_{i,j,s}^t = v_{i,j,s}^{Final} \end{array} \right\} s=1,\dots,S; j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; \quad (3.54)$$

Tal como foi mencionado na seção anterior, as duas equações de acima definem o balanço de GN/GNL e as condições iniciais e finais, respectivamente

$$v_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t v_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.55)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$v_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t v_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.56)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$e_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t e_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.57)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$e_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t e_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.58)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$w_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t w_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.59)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

$$w_{i,j,s}^t - \sum_{m=1}^t y g_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t w_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m=1,\dots,T; s=1,\dots,S; \quad (3.60)$$

$$j \in J^{GST}; i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

- As equações (3.21) -(3.26) definem as restrições de operacionais dos reservatórios de GN/GNL, tais como seus limites máximos e mínimos de armazenagem, assim como também os seus limites mínimos em máximos de injeção e retirada, respectivamente.

- **Restrições de operação: Em condições críticas**

Nas condições de hidráulica crítica, a energia firme disponível por todas as fontes no período t em cada região i , levando em conta os intercâmbios entre as regiões, deve ser suficiente para atender o total de energia em todos os patamares. Isto significa que não é permitido déficit de energia:

$$df_{i,s}^t = 0 \quad ; \quad s=1,\dots,S; \quad (3.61)$$

$$i=1,\dots,I; t=1,\dots,T$$

Todas as restrições de operação são repetidas, substituindo-se os parâmetros relativos às condições médias pelas das condições críticas:

$$\widehat{EH}_{i,j}^t \rightarrow \widetilde{EH}_{i,j}^t$$

$$\widehat{\rho e}_{i,j}^t \rightarrow \widetilde{\rho e}_{i,j}^t$$

3.5. Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentada a modelagem e formulação computacional para otimizar o planejamento integrado da expansão do setor gás e eletricidade, o modelo MESEGAS.

Em termos do planejamento da operação, a existência de uma otimização integrada eletricidade-gás permitiria criar uma base de dados comum entre os dois setores, aumentando a transparência sobre a situação de abastecimento e facilitando o diálogo entre governo e agentes dos setores de eletricidade e gás sobre as alternativas de uso de um recurso escasso. O planejamento integrado de ambos os setores representa uma “segurança do suprimento energético” o qual teria um efeito na expansão conjunta de ambos os setores pois atrasaria ou adiaria os investimentos apropriadamente, garantindo o benefício social de ambos setores energéticos.

O capítulo a seguir apresenta a aplicação do modelo MESEGAS usando casos de estudo de pequeno e de grande porte.

Capítulo 4

Planejamento integrado gás/eletricidade usando o Modelo MESEGAS

4.1. Introdução

Neste Capítulo é descrita a aplicação do modelo integrado proposto no capítulo anterior, o MESEGAS, através de um exemplo. A interação operacional e econômica do setor gás natural com o setor elétrico no processo de planejamento é estudada e discutida. Finalmente, são apresentadas algumas conclusões decorrentes dos casos de estudo.

O modelo proposto MESEGAS foi implementado utilizando o *General Algebraic Modeling System* (GAMS). O solver utilizado para o problema de otimização linear inteira-mista foi o CPLEX.

4.2. Caso Exemplo 1: Sistema Pequeno Porte

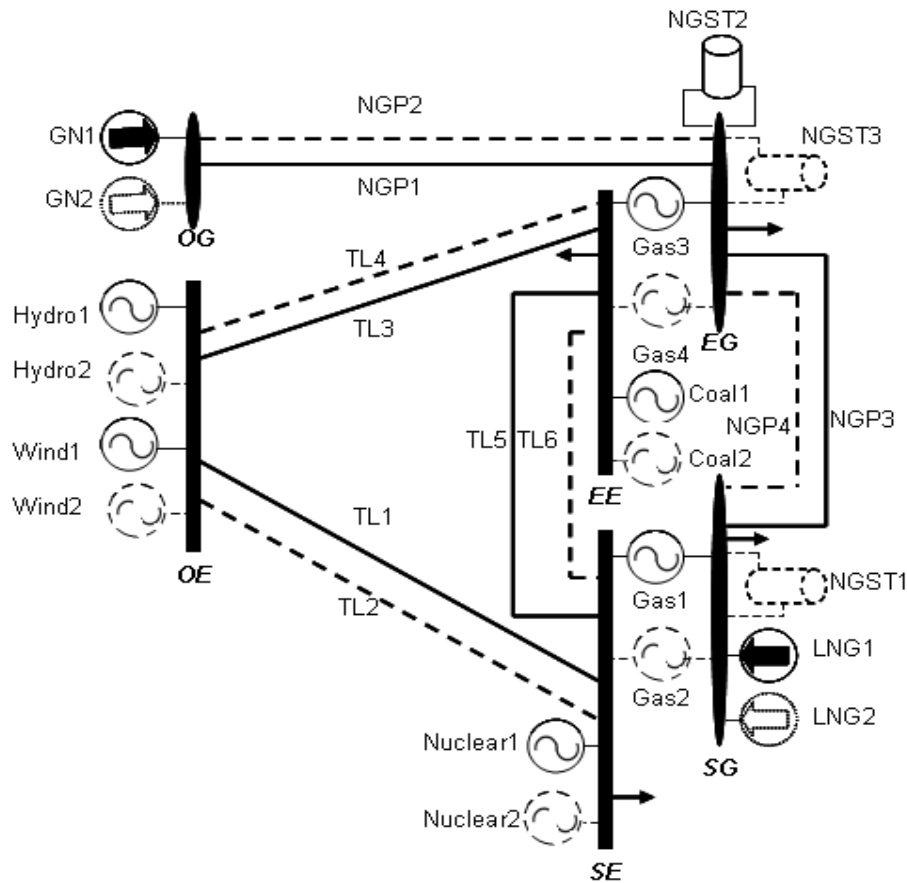


Figura 4-1. Sistema integrado gás/eletricidade para o caso exemplo.

Nesta seção, o modelo proposto MESEGAS é ilustrado usando um exemplo de pequeno porte, tal como é mostrado na Figura 4-1.

Da Figura 4-1 ambos os sistemas de gás e eletricidade têm três áreas ou subsistemas. O sistema de gás natural apresenta instalações existentes (linhas contínuas) e projetadas (linhas entrecortadas) de suprimento de GN/GN, de armazenagem ou estocagem de GN e de transporte de GN. Similarmente, o sistema de energia elétrica apresenta instalações existentes e projetadas de geração e transmissão de energia elétrica. Como se pode ver na Figura 4-1, os subsistemas de gás “EG” e “SG” e o subsistemas de eletricidade e “EE” e “SE” são coincidentes/coexistentes, respectivamente, ou se localizam num mesmo subsistema. Estes dois subsistemas são grandes centros de carga para o GN

e energia elétrica. Sendo assim, nestes subsistemas além de existirem outros tipos de usinas, se encontram também as usinas termelétricas a gás natural, sendo que estas estão conectadas à rede de gás natural. Além disso, nestes subsistemas também estão localizados os armazenadores de gás natural e outras instalações de suprimento de GN. Já os sistemas OG e OE, não necessariamente são comuns ou coincidentes. Estes sistemas representam grandes centros produtores de energia elétrica e de gás natural. Neste exemplo, os centros produtores de energia elétrica estão distantes das áreas de consumo. O motivo pelo qual estão distantes é que estas representam as usinas de geração hidrelétrica (UHE) de grande porte e usinas eólicas.

Tabela 4-1. Dados de investimento e operação de usinas de geração do sistema de energia elétrica. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema	Nome	Estado	Limites		Custo de Operação em <u>US\$</u> MWh	Custo unitário de investimento em US\$/kW	Custo anualizado de investimento em Milhões de US\$
			Min MW	Max MW			
OE	Hydro1	1	0	1500	-	-	-
OE	Hydro2	0	0	1000	-	2000	200
OE	Wind1	1	0	250	75	-	-
OE	Wind2	0	0	250	75	1200	30
EE	Gas1	1	0	500	55	-	-
EE	Gas2	0	0	500	55	700	35
EE	Coal1	1	0	500	45	-	-
EE	Coal2	0	0	500	45	1300	65
SE	Nuclear1	1	0	1000	50	-	-
SE	Nuclear2	0	0	1000	50	2000	200
SE	Gas3	1	0	500	55	-	-
SE	Gas4	0	0	500	55	700	35

Tabela 4-2. Dados de investimento de interconexões do sistema de energia elétrica.
Fonte: Elaboração própria.

Subsistema Desde – Para	Nome	Estado	Limite Min. MW	Limite Max. MW	Distância em km	Custo unitário de investi- mento em <u>US\$/km</u> MWh	Custo anualizado equivalente de inves- timento em Milhões de US\$ para uma taxa de 8%
OE-SE	TL1	1	0	1000	1000	-	-
OE-SE	TL2	0	0	1000	1000	500	50
OE-EE	TL3	1	0	1000	1000	-	-
OE-EE	TL4	0	0	1000	1000	500	50
SE-EE	TL5	1	0	1000	1000	-	-
SE-EE	TL6	0	0	1000	1000	500	50

Tabela 4-3. Dados de investimento e operação das instalações de fornecimento de GN/GNL do sistema a gás natural. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema	Nome	Estado	Limites		Custo de Operação em US\$/Mm3/h	Custo unitário de investimento em US\$/Mm3/h	Custo anualizado de investimento em Milhões de US\$ para uma taxa de 8%
			Min. Mm3/h	Max Mm3/h			
OG	GN1	1	0	12	35000	-	-
OG	GN2	0	0	10	35000	200	100
SE	LNG1	1	0	5	37000	-	-
SE	LNG2	0	0	5	37000	200	50

Tabela 4-4. Dados de investimento de interconexões do sistema a gás natural. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema Desde - Para	Nome	Estado	Limite Min. Mm3/h	Limite Max. Mm3/h	Distância em km	Custo unitário de investimento em $\frac{\text{US\$}}{\text{km}}$ Mm3/h	Custo anualizado equivalente de investimento em Milhões de US\$
OG-EG	NGP1	1	0	15	1000	-	-
OG-EG	NGP2	0	0	15	1000	100000	100
SG-EG	NGP3	1	0	15	1000	-	-
SE-EG	NGP4	0	0	15	1000	100000	100

Tabela 4-5. Dados de investimento dos reservatórios de GN. Fonte: Elaboração própria.

Subsistema/ Nome	Estado	Limites		Volume inicial	Custo de operação em $\frac{\text{US\$}}{\text{Mm3/h}}$	Custo unitário de investimento em Milhões de $\frac{\text{US\$}}{\text{Mm3}}$	Custo anualizado de investimento em milhões de US\$ para uma taxa de 8%
		Injeção ou retiro de GN Min/Max em Mm3/h	Capacidade de armazenagem Min./Max. em (Mm3)				
SG/NGST1	0	0/5	0/5000	-	5000	1	50
EG/NGST2	1	0/5	0/5000	1000	5000	-	-
EG/NGST3	0	0/5	0/5000	-	5000	1	50

Os dados relevantes deste caso exemplo 1 são apresentados nas tabelas acima. A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 apresentam as características operacionais e de expansão de usinas de geração e troncos de interligação do sistema elétrico. Similarmente, a

Tabela 4-3 e a Tabela 4-4 apresentam as características operacionais e de expansão de produtores e troncos de interligação do sistema gás natural. Finalmente, a Tabela 4-5

apresenta dados relativos à operação e investimento dos reservatórios de GN considerados neste caso exemplo I.

4.2.1. Resultados para o caso exemplo I

O valor total da operação e expansão dos custos incorridos para satisfazer o crescimento da demanda de gás natural e da eletricidade ao longo do período de planejamento de 10 anos, do caso exemplo I é 39493 MUS \$ (milhões de dólares).

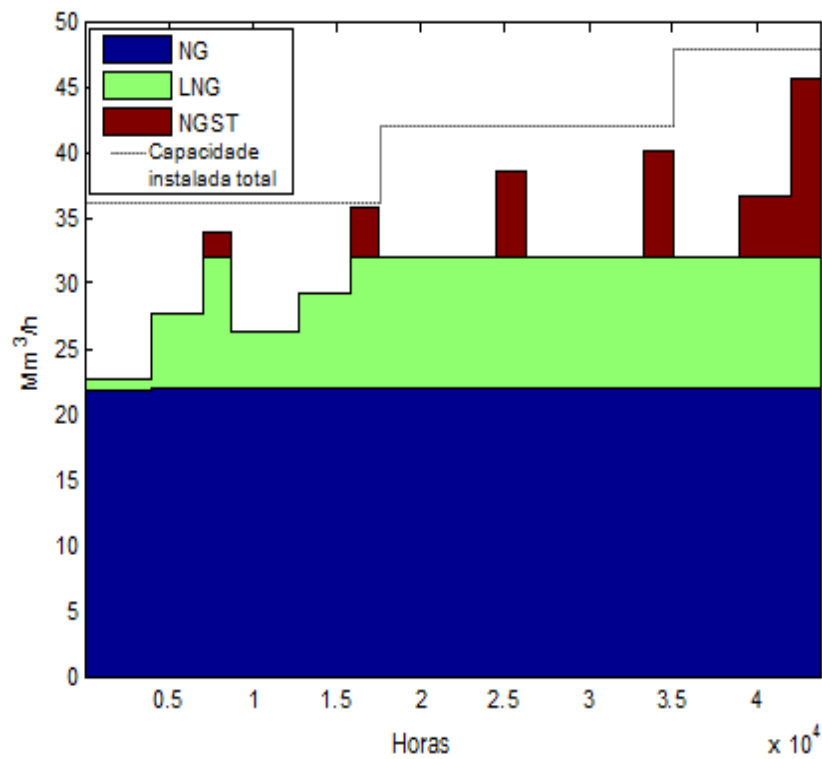


Figura 4-2. Despacho de GN e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.

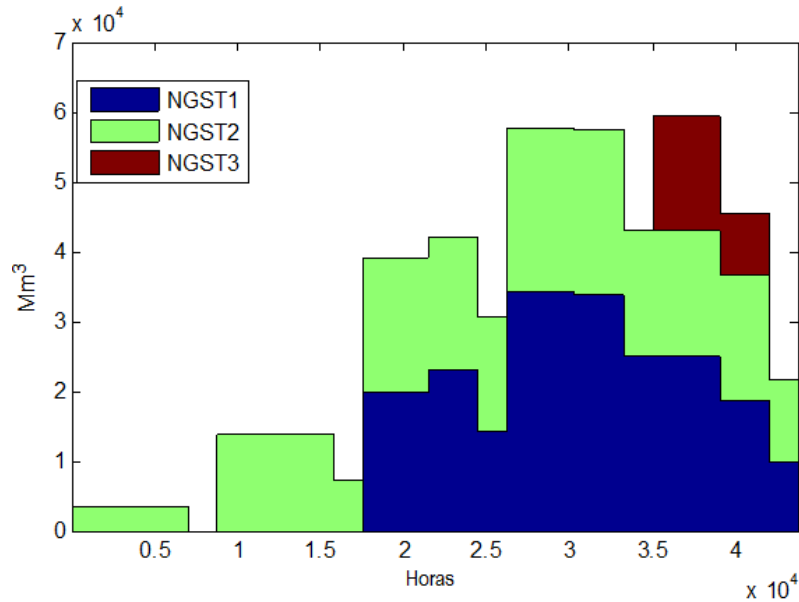


Figura 4-3. Volume armazenado de GN em cada um dos reservatórios ao longo do horizonte de planejamento.

A Figura 4-2 mostra o despacho por ordem de mérito, de cada tipo de suprimento e a capacidade instalada total de GN/GNL ao longo do horizonte de planejamento. A Figura 4-3 ilustra a evolução do volume armazenado de GN em cada um dos reservatórios ao longo do horizonte de planejamento. De acordo com os resultados, os projetos de NG2 e LNG2 devem ser postos em operação no período 1 (um), tal como são mostradas claramente na Figura 4-2. Enquanto os projetos de interligações NGP2 e NGP4 deveriam ser implementados nos períodos 1 e 5, respectivamente. Já os projetos NGST1 e NGST3 de infra-estruturas de armazenamento de GN devem ser implementados nos períodos 3 e 5, respectivamente como mostrado na Figura 4-3. Da Figura 4-2 pode-se observar que a armazenagem de GN desempenha um papel vital para satisfazer os picos de demanda em todos os períodos. O armazenamento de GN também fornece parte do GN que é necessária para suprir os patamares de carga média, no período 4 e 5. Sendo que, nestes períodos 4 e 5, a capacidade total instalada de GN/GNL é inferior à demanda total de NG, porém graças ao despacho estratégico dos reservatórios de GN a demanda é suprida ao longo do horizonte de planejamento.

Este resultado mostra que a armazenagem de GN desempenha um papel vital na manutenção da confiabilidade de suprimento das variações na demanda, evitando um déficit de GN, ou no melhor dos casos, apenas atrasando os investimentos altíssimos em novas infra-estruturas de extração/produção de GN ou de terminais de GNL. Sabe-se que a modelagem da armazenagem de água de usinas hidrelétricas, as afluições são variáveis de incerteza e exógenas ao modelo, enquanto que na modelagem de sistemas de gás natural a variável de injeção de GN é endógena ao modelo. Portanto, o fato de considerar e modelar a armazenagem de GN é importante, já que com isto é possível fazer um planejamento mais robusto e mais estratégico, comparado ao caso onde não se considera a armazenagem de GN.

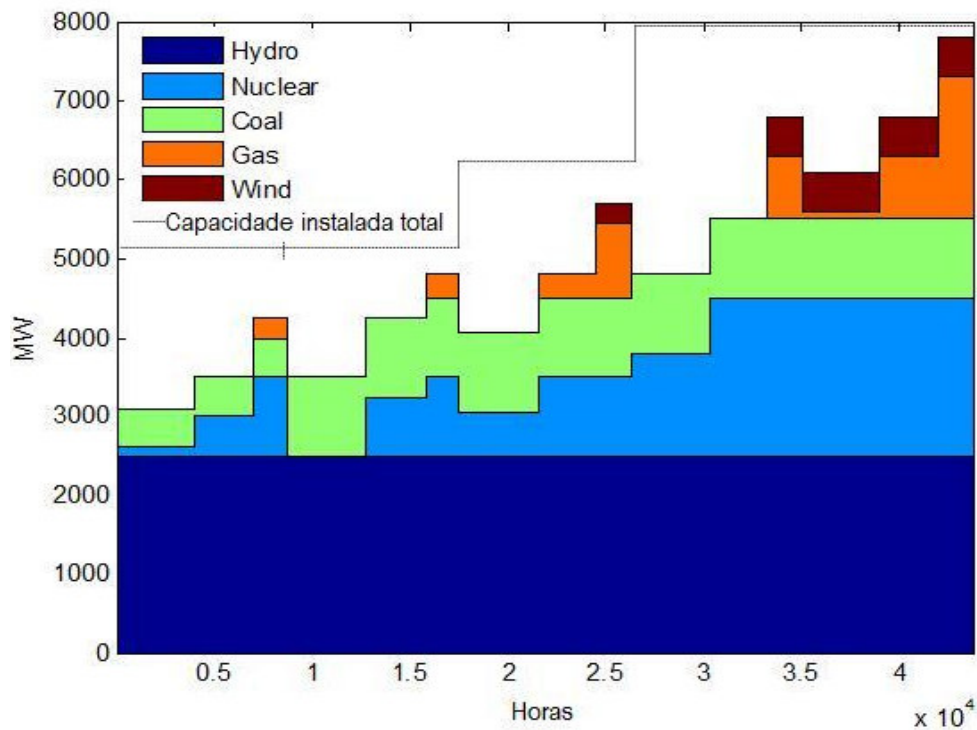


Figura 4-4. Despacho de energia elétrica e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.

O fato de se fazer otimização da operação e expansão centralizada de sistemas gás natural é de grande utilidade no processo da tomada de decisão no planejamento de sistemas de gás natural. A utilidade é ainda mais relevante quando se considera e modela a operação e expansão de infra-estruturas de armazenagem de gás natural, o que permite a operação e expansão do sistema, ajudando a reforçar a segurança de suprimento da demanda de GN no curto e no médio prazo. As vantagens citadas acima também são aproveitadas diretamente na operação e expansão do setor elétrico quando o planejamento de ambos setores se fizerem num modo integrado.

A Figura 4-4 mostra a capacidade instalada total do sistema e o despacho de eletricidade de cada uma das tecnologias de geração de energia elétrica considerados neste caso exemplo. De acordo com os resultados, os projetos de usina hidrelétrica Hydro2 e o tronco de interconexão TL2 devem estar prontos para entrar em operação no período 1, a usina termelétrica a carvão Coal2 deve ser implementada no período 2, a usina eólica Wind2 e Nuclear2 no período 4 e as usinas a GN Gas2 e Gas4 no período 5. Para este caso exemplo, resulta mais econômico construir UHEs, pois o seu custo de operação variável (ou de combustível) é nulo, fazendo com que esta tenha vantagem econômica comparada a outros tipos de tecnologias de geração de eletricidade. Sendo assim, outras usinas com custos operacionais/expansão, tais como a usina nuclear e a gás natural, devem ser construídas mais tarde. Obviamente estes resultados podem mudar se os custos sócio-ambientais de cada um das tecnologias forem internalizados ou no caso de cenários hidrológicos críticos.

Quando se planeja a operação e a expansão de sistemas de geração de energia elétrica, sistemas de gás natural, ou caso do planejamento integrado gás/eletricidade como na presente tese, existem dois parâmetros que permitem aferir o equilíbrio entre a oferta e a demanda: trata-se do Custo Marginal de Expansão (CME) e do Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO é o custo de atender uma carga adicional no sistema utilizando apenas o parque de oferta (de gás ou eletricidade) existente, sem nenhuma expansão adicional. Ele depende, em cada momento, da situação hidrológica e dos custos variáveis de operação da oferta. O CME é o custo de atender a uma carga adicional com a construção de novas usinas ou campos de extração de GN ou terminais de GNL. O sistema de oferta está sendo expandido de forma ótima quando o valor esperado do

CMO é igual ao CME. Isto decorre da observação de que, se o CME fosse menor de que o valor esperado do CMO seria mais vantajoso construir mais usinas do que atender ao sistema com o parque gerador existente, ou seja, o sistema estaria com um parque gerador menor do que o parque ótimo para atender sua demanda. Da mesma forma, se o CME fosse maior do que o valor esperado do CMO então o sistema estaria com um parque gerador maior do que o ideal para atender sua demanda. Desta forma, o sistema só estará sendo atendido por um parque gerador de tamanho adequado se o $CME = CMO$.

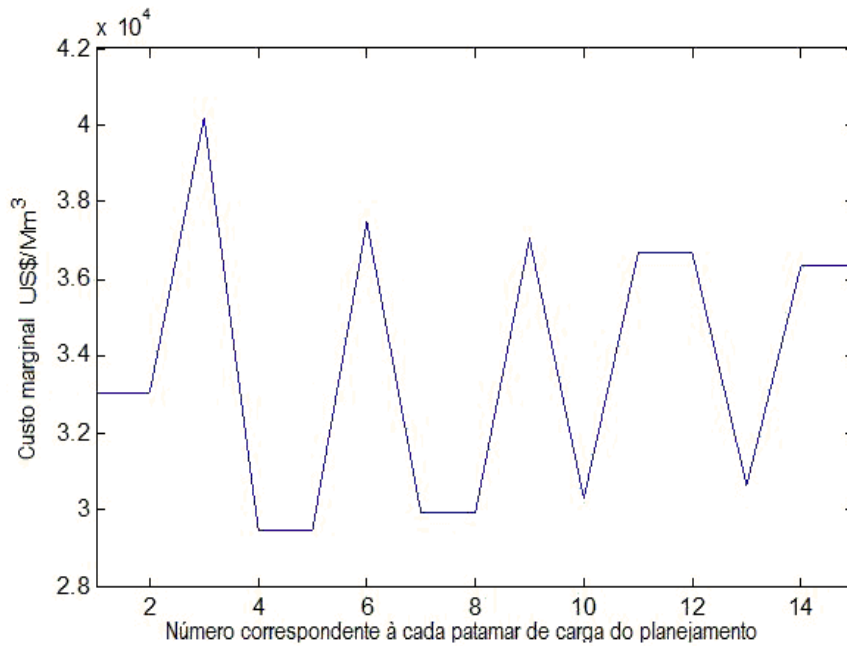


Figura 4-5. Custo marginal de expansão no subsistema SE em cada patamar ao longo do horizonte de planejamento.

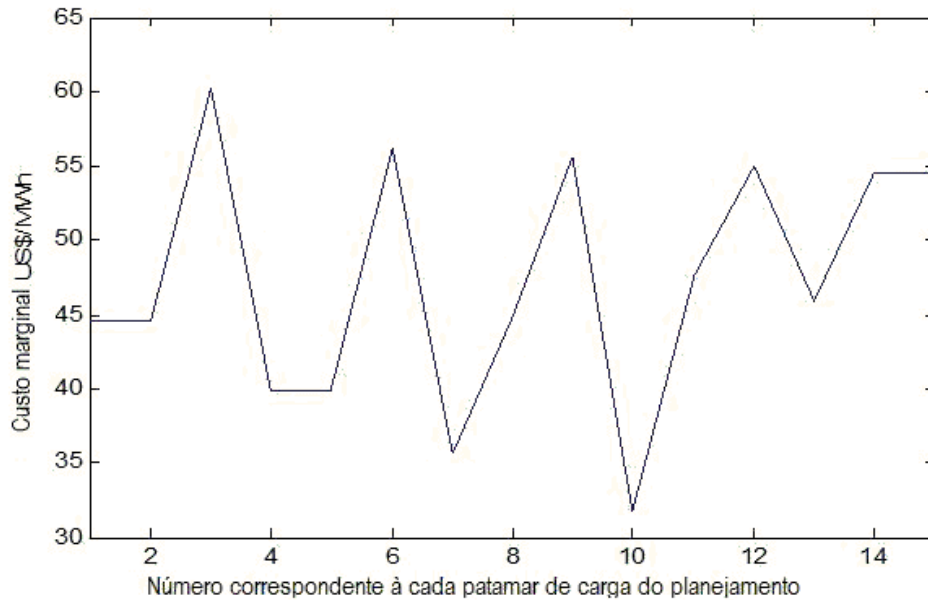


Figura 4-6. Custo marginal de expansão no subsistema SE em cada patamar ao longo do horizonte de planejamento.

As Figura 4-5 e Figura 4-6 representam o custo marginal de expansão do GN e eletricidade no subsistema sul (SG/SE), para cada patamar de carga ao longo do horizonte de planejamento, respectivamente. Repare que, em ambos os casos, o custo marginal expansão é superior ou inferior ao custo marginal da operação dependendo do patamar de carga onde se encontra. Destas figuras pode-se ver que, para carga base do período 1 (um) o gás natural tem um custo marginal expansão menor do que o seu custo marginal operação (35000 US\$/Mm³ qual é o custo operacional do GNL, ver

Tabela 4-3). Isto é interpretado como um sinal de que o sistema precisa de mais capacidade para atender a carga de GN adicional. Por outro lado, o custo marginal de expansão durante o pico de carga deste mesmo período 1 é maior que o custo marginal operação (37000 US\$/Mm³, que é o custo da operação do NGST2, ver

Tabela 4-3), ou seja, o sistema nesse bloco de carga não precisa da instalação de uma nova capacidade de produção do GN, uma vez que tem capacidade suficiente para satisfazer a demanda adicional de GN. Esses resultados mostram a importância estratégica de se considerar o custo marginal de expansão de GN para o planejamento da expansão. Uma análise similar pode ser feita para o setor de eletricidade.

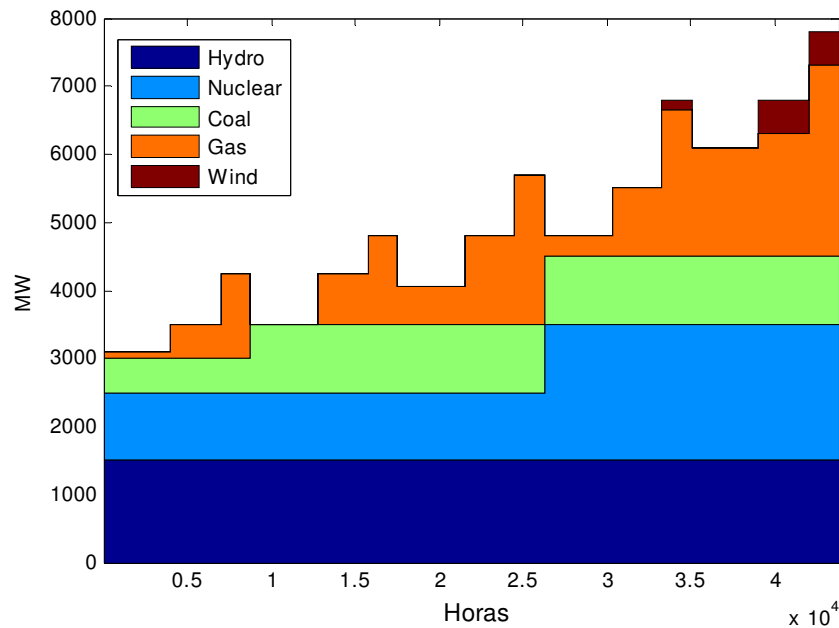


Figura 4-7. Despacho de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento.

Assuma que a usina Hydro2 não seja incluída no plano de expansão devido à previsão de seca num período durante o horizonte de planejamento ou por problemas de licenciamento ambiental. Para este caso, a Figura 4-7 mostra o despacho de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento. Como esperado, a expansão de usinas a gás natural e conseqüentemente o seu despacho incrementou substancialmente, comparado ao cenário de hidrologia média apresentado na Figura 4-4. Neste cenário hidrológico seco ou crítico, uma iminente crise de déficit de energia elétrica é mitigada pela disponibilidade de gás natural. A análise de situações extremas serve para recomendar a necessidade de diversificar as fontes de geração de eletricidade, reduzindo assim a dependência de energia elétrica da hidroeletricidade ou/e gás natural.

4.3. Caso Sistema Elétrico/Gás Brasileiro

O consumo de energia elétrica do Brasil está crescendo a um ritmo rápido, com taxas de crescimento em média de 5% o que exige duplicar capacidade instalada de produção de dez em dez anos. Mesmo que o Brasil ainda tenha um baixo consumo de energia elétrica per capita em comparação com o dos Estados Unidos ou países da Europa, o crescimento demográfico elevado e um crescimento econômico em média 3% impõem uma urgência no tratamento deste problema. Quantificando, isto exige a necessidade de uma média de 3 GW de nova capacidade de geração de energia elétrica e cerca de US\$ 4 bilhões por ano de investimentos em geração (Brasil, 2007).

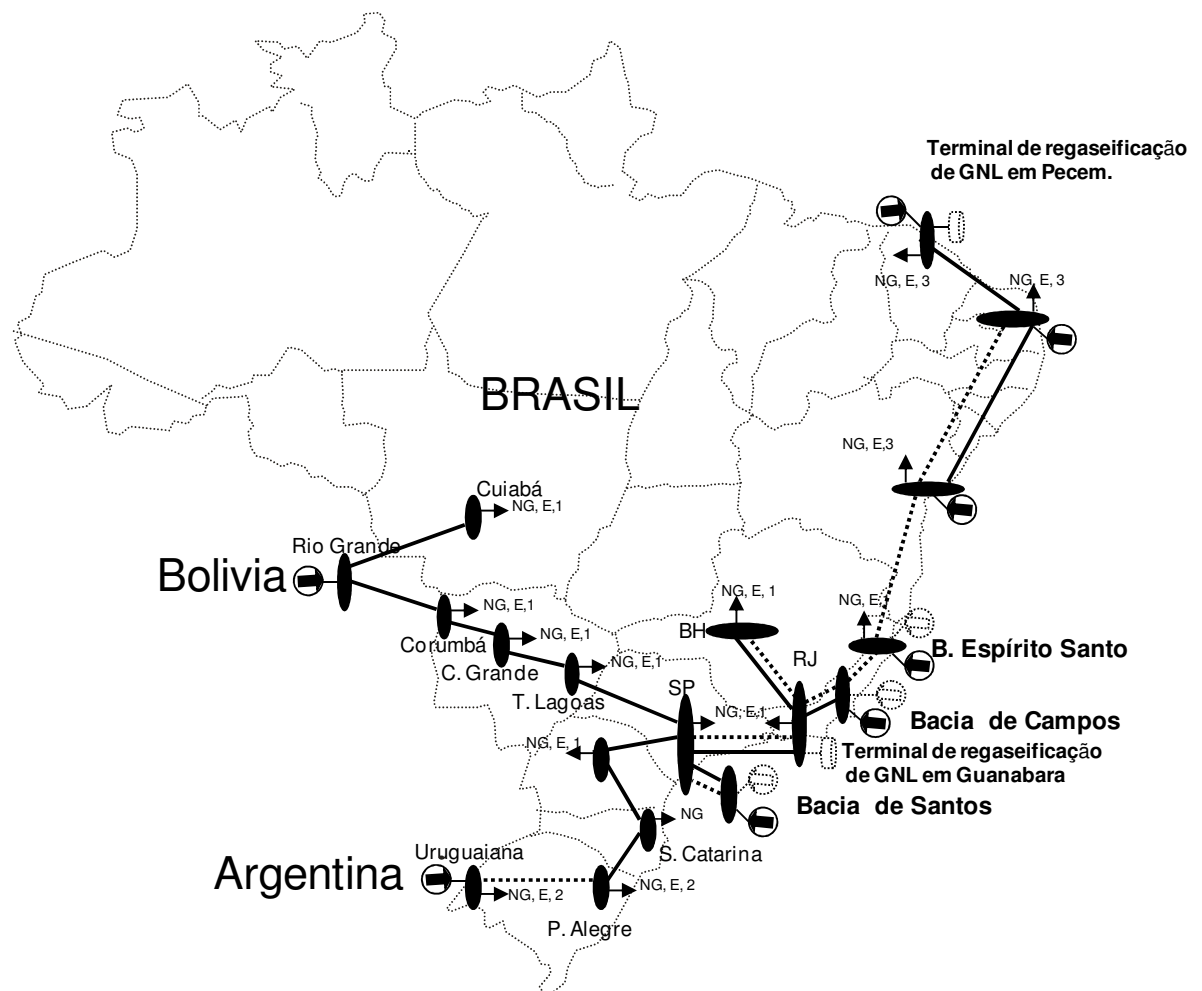


Figura 4-8. Sistema interconectado de gás natural brasileiro, considerado neste trabalho.

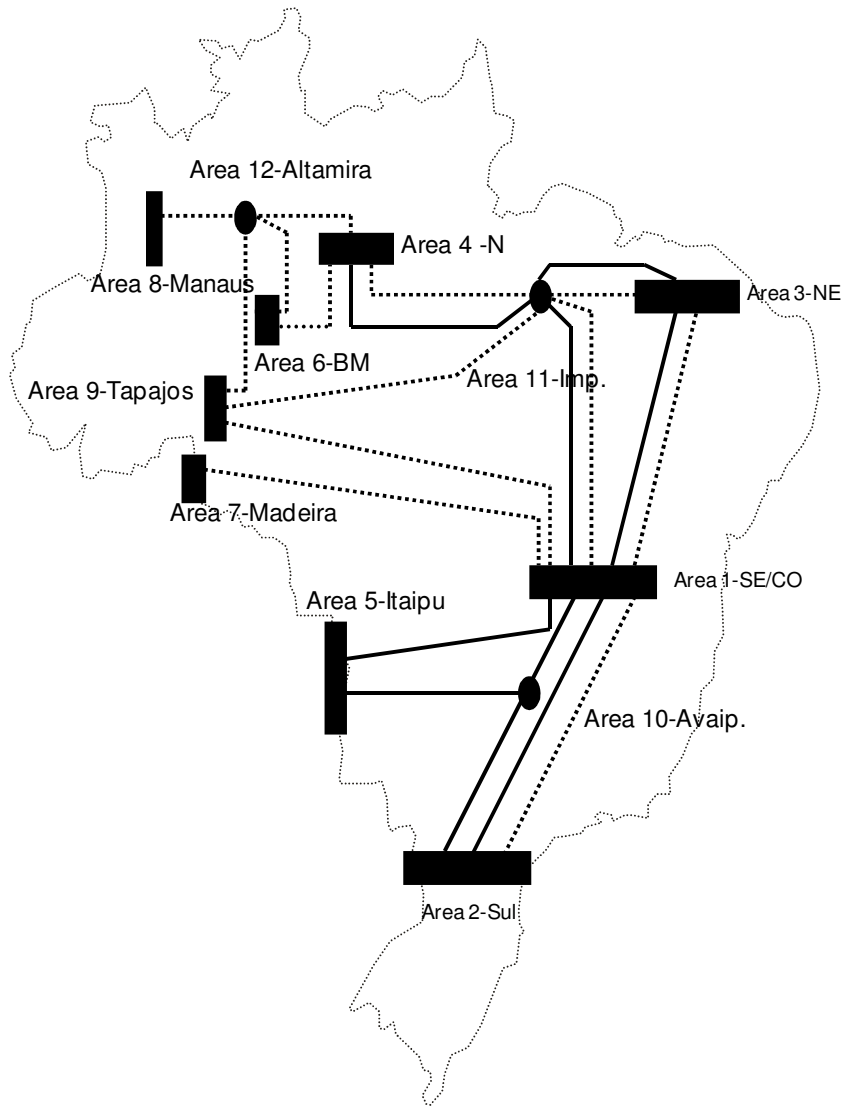


Figura 4-9. Sistema interconectado do sistema elétrico brasileiro, considerado neste trabalho.

O país tem uma capacidade de geração instalada 100 GW (no ano 2008), onde a hidroeletricidade representa 85% do total. As demandas nos patamares médios e pico de demanda estão perto de 70 GW e 60 GW, respectivamente. Os sistemas de geração de energia elétrica, além da predominância de usinas hidrelétricas, também incluem as usinas de geração termelétricas, sejam estas a gás natural, carvão, diesel, nuclear ou a biomassa. De modo a aproveitar o desenvolvimento da geração hídrica e também se bene-

ficiar de complementaridades hidrológicas, o país se tornou totalmente interligado com mais de 85000 km de redes de transmissão de alta tensão rede de transmissão (Brasil, 2007).

O Brasil ainda tem um potencial hídrico não aproveitado com mais de 150 GW. A maior parte é localizada na região amazônica, que é ambientalmente sensível, longe de centros de carga e onde grandes complexos de usinas hidroelétricas tais como a de Belo Monte (área 6) projeto (11 GW), Madeira (área 7) rio complexas (7 GW) e rio Tapajós (Área 8) (11 GW) estão consideradas como opções de expansão. Na verdade, menos de 30% do potencial hidrelétrico do país está sendo usado.

No Brasil, a introdução do gás natural na matriz energética realizou-se em uma forma mais agressiva ainda no final da década dos 90, com a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil e o desenvolvimento da produção local na bacia de Campos. O Brasil possui uma demanda média diária de gás natural de 90 Mm³/dia (2008), da qual a demanda de gás natural por parte das usinas a gás natural representa ao redor de 40% do total (Brasil, 2007). Os 60% restantes correspondem à demanda de GN por parte dos setores industriais e de outros setores. O consumo de GN para uso industrial e automotivo tem crescido a taxas bastante significativas (induzida por políticas de benefício fiscal, um aumento na oferta e preços baixos). No setor elétrico a capacidade instalada de geração através de usinas a GN também tem crescido. Sendo assim, a capacidade instalada de geração termelétrica a GN representa atualmente (ano 2008) ao redor de 12 GW. Por tanto, o fornecimento de gás natural para geração térmica tem sido objeto de preocupação por parte das autoridades, desde a concepção do novo modelo do Setor Elétrico. Em um esforço para aumentar o fornecimento de gás natural para o país, a Petrobras (companhia petrolífera estatal brasileira) anunciou recentemente (no ano 2007) a construção de estações de regaseificação de gás natural (GNL) liquefeito, a fim de ser capaz de importação de GNL. Os primeiros devem começar a operar em 2009 no Sudeste (em Guanabara, com capacidade de 20 Mm³/dia) e na região nordeste (em Pecem com uma capacidade de 7 Mm³/dia). Estas importações de gás natural viriam de países exportadores de GNL como a Nigéria e Trinidad e Tobago. A Petrobras decidiu instalar unidades móveis de regaseificação de GNL flutuante.

Sendo assim, o Governo tem planejado a construção de nova geração hídrica, bem como geração térmica a partir de fontes renováveis de energia e gás natural, para satisfazer o aumento da demanda de eletricidade ao longo dos anos seguintes. Embora, no futuro, a matriz energética deve tornar-se mais diversificada (incluindo a co-geração, local a carvão, gás natural e bagaço de cana), a hidroeletricidade ainda é a opção mais barata de expansão, e será o foco dos planos de expansão do sistema nos próximos anos. No entanto, seu impacto ambiental é o principal obstáculo para a construção de mais capacidade de geração deste tipo. No Brasil, a geração de energia elétrica a partir de gás natural representa apenas 5% do total de energia elétrica, embora sua contribuição venha aumentar até 10% no ano 2020. Este 10% iria representar em torno de 17 GW de capacidade instalada de geração correspondente usinas a gás natural. Conseqüentemente, a procura de gás para a geração de energia aumentará em 55 Mm³/dia. Para obter informações adicionais o leitor pode consultar o plano nacional de energia- 2030 (Brasil, 2007).

A aplicação do modelo proposto é ilustrada também usando o sistema interligado brasileiro de gás natural e eletricidade que é mostrado na Figura 4-8 e Figura 4-9. Tal como é mostrado na Figura 4-8, em certos nós onde ambos os sistemas de eletricidade e GN estão fisicamente ligados é representada através do símbolo ($\rightarrow G, E_i$). Isto significa que nesse subsistema além da demanda de gás natural do próprio setor GN, existe também uma demanda de gás natural por parte das usinas termelétricas a gás natural. Na Figura 4-8, Por exemplo, o símbolo ($\rightarrow G, E_1$) significa que na área BH (sistemas GN) existe demanda de gás natural, assim como demanda de gás natural por parte de usinas de geração. Os dados utilizados neste caso de estudo foram obtidos a partir do relatório plano nacional de energia 2030 do ministério de minas e energia (Brasil, 2007).

O horizonte de planejamento integrado da expansão do sistema gás eletricidade brasileiro, considerado neste estudo é desde o ano 2009 até o ano 2020, e este é dividido em 12 períodos anuais. Da Figura 4-9, o sistema elétrico é composto por 12 áreas e 26 corredores de energia elétrica (alguns conjuntos desses circuitos são representados por apenas um arco). O setor de gás natural é composto de 18 áreas e 22 de gasodutos, como as mostradas a na Figura 4-8. Os dados completos usados neste estudo são apresentados no apêndice B.

4.3.1. Projeções de demanda eletricidade e gás natural

Segundo as projeções do governo brasileiro (Brasil, 2007), no primeiro ano do horizonte de planejamento (ano 2009) a demanda de eletricidade é prevista a ser 60 GW-med, enquanto a taxa de crescimento anual esperada é 5,5% para um valor de Produto Interno Bruto de crescimento de 5.1%.

Segundo os estudos do Plano de Energia 2030 (Brasil, 2007) referentes aos cenários econômicos e energéticos, para o país, foram estabelecidas varias trajetórias distintas para a demanda de eletricidade, de acordo com as taxas anuais médias de crescimento do PIB, no período 2007/2030.

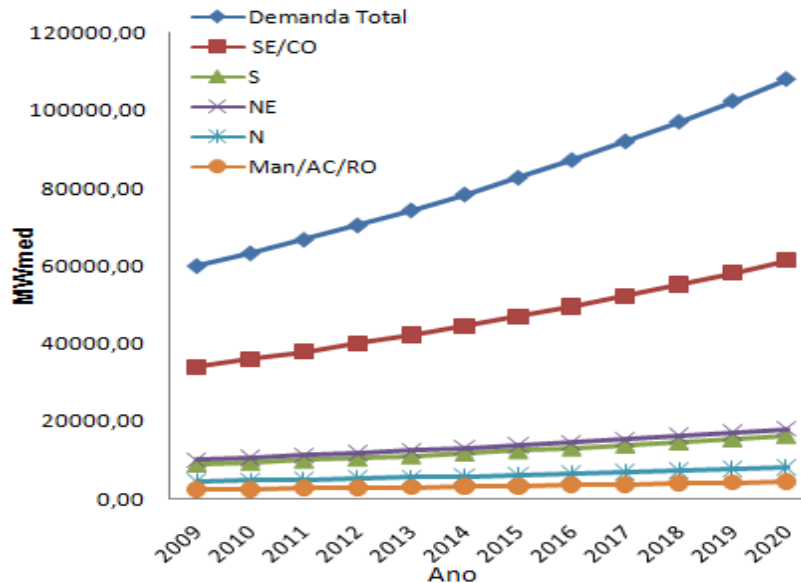


Figura 4-10. Projeção do consumo de eletricidade: total e em cada um dos subsistemas.

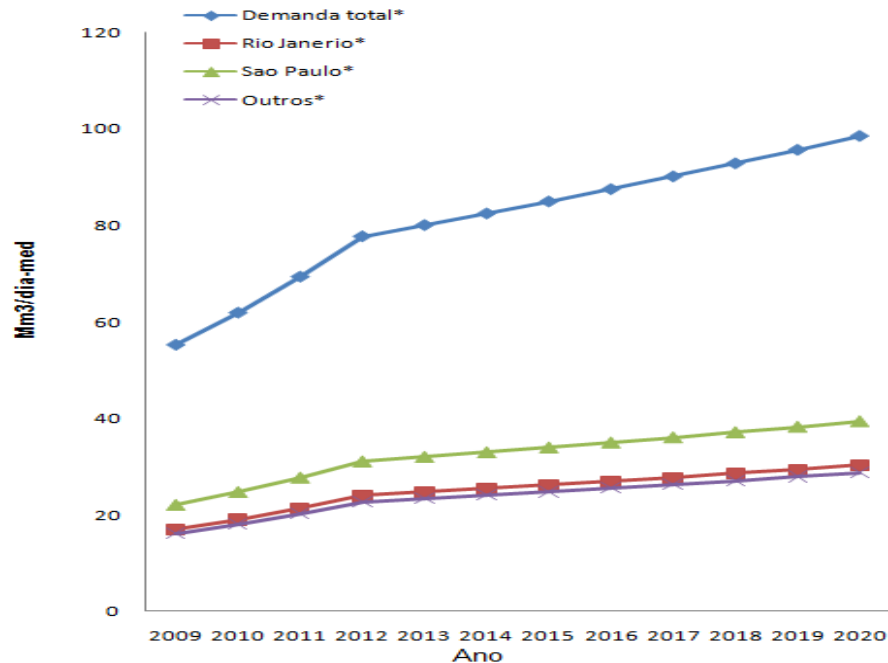


Figura 4-11. Projeção do consumo de eletricidade: total e em cada um dos subsistemas.

Neste trabalho, considera-se apenas o cenário de demanda para um produto bruto interno de (PIB) de 5.1 %, resultado que corresponde a um crescimento do consumo de energia elétrica de 5,5% anuais. Logo, considerando que o consumo de energia elétrica verificado em 2008 é 60 GW médios, a trajetória do consumo total de eletricidade ao longo do período de planejamento e em cada um dos submercados é mostrado na Figura 4-10.

Similarmente, o estudo do Plano Nacional de Energia PNE-2030 (Brasil, 2007), considera que para o mesmo PIB, estima-se um crescimento de 5 % de consumo de gás natural até o ano 2012, e um crescimento de 3% nos seguintes anos restantes. Considerando que o consumo total de gás natural verificado em 2008, porém sem incluir a demanda por parte das usinas termelétricas é 55 Mm3/dia médios. Logo, a trajetória do consumo total de eletricidade ao longo do período de planejamento nas áreas de maior relevância, tais como a de Rio de Janeiro, São Paulo e as outras áreas é mostrado na Figura 4-11.

4.3.2. Resultados para o estudo de caso brasileiro

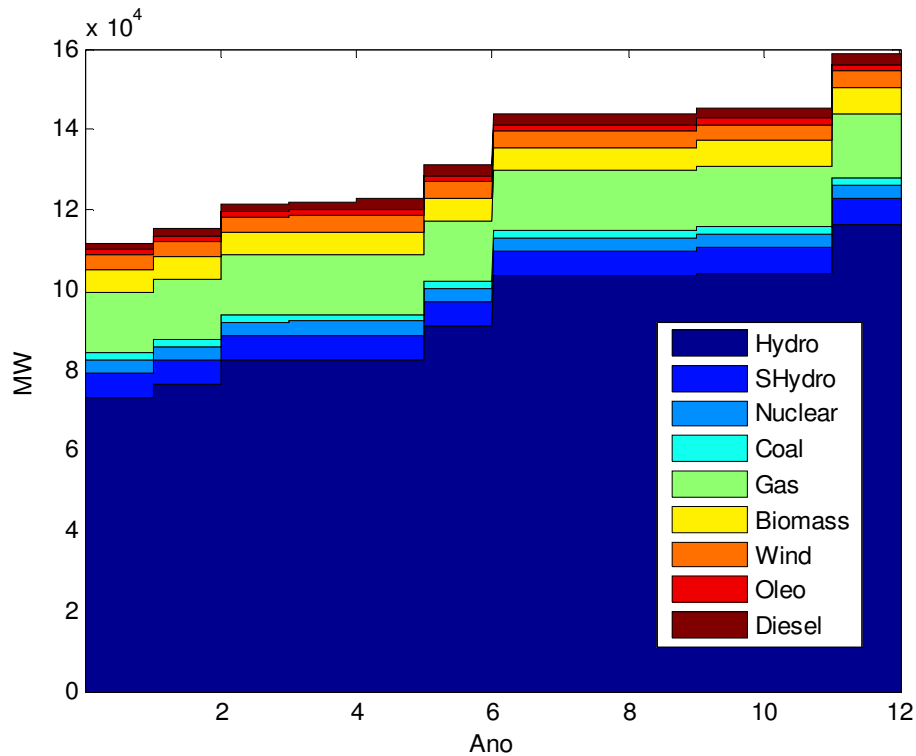


Figura 4-12. Evolução da capacidade instalada total de geração de energia elétrica por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso médio.

A Figura 4-12 mostra a evolução da capacidade total instalada de geração de energia elétrica no Brasil, por tipo de combustível ou tecnologia, em todo o horizonte de planejamento considerando um cenário hidrológico médio. Neste caso, a demanda do sistema elétrico brasileiro é satisfeita principalmente utilizando energia hidroelétrica (ao redor de 82%), biomassa (ao redor de 3%) e com outros tipos de tecnologias (ao redor de 15%). Como esperado, o modelo recomenda o uso das opções mais econômicas para atender o crescimento da demanda brasileira. Estas tecnologias com boa competitividade econômica no Brasil incluem grandes projetos de hidroelétricas (UHEs) tais como a primeira fase do complexo hidroelétrico Rio Madeira, Belo Monte, Jirau e outros projetos similares. Desta mesma figura também podem apreciar a participação de projetos de pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e usinas termelétricas a biomassa. Neste cenário hidrológico médio é necessária a construção de troncos de interligação de energia elé-

trica tais como Madeira-SE/CO e Belo Monte-N. Os resultados mostram que o despacho de energia elétrica, e também a capacidade instalada das usinas que não são hidrelétricas, incluindo as usinas a gás natural permanecem praticamente constantes ao longo do horizonte de planejamento. Por esta razão, não se requer expansão de usinas termelétricas.

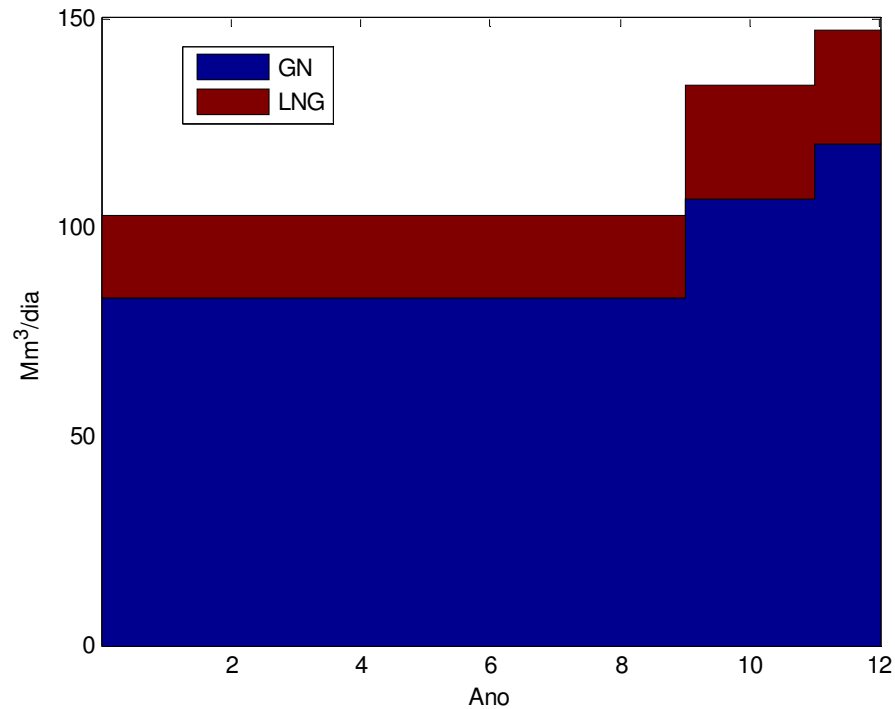


Figura 4-13. Evolução da capacidade instalada total de suprimento de GN por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico médio.

Para este cenário hidrológico médio na Figura 4-13 é mostrada a evolução da capacidade de expansão do suprimento de gás natural por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento. Diferente dos resultados do setor elétrico acima, o crescimento de demanda de GN ao longo do horizonte de planejamento do setor a gás natural faz com que os projetos de construção dos terminais de regaseificação de GNL de Guanabara e Pecem necessitem ser implementados. O mesmo acontece no caso dos projetos de extração de GN nas bacias de Campos, Santos e Espírito.

Neste cenário hidrológico médio, cabe salientar que a produção de eletricidade com usinas a gás é subutilizada durante praticamente todo o horizonte de planejamento. Esta característica é própria em sistemas hidro-dominantes como o Brasileiro, e pode provocar grandes perdas econômicas para investidores de usinas termelétricas a gás natural, pois usam contratos tipo "take or pay"¹ com os fornecedores de gás natural. Portanto é importante desenvolver mecanismos regulatórios ou de mercado para mitigar esse risco (Street, Barroso *et al.*, 2008).

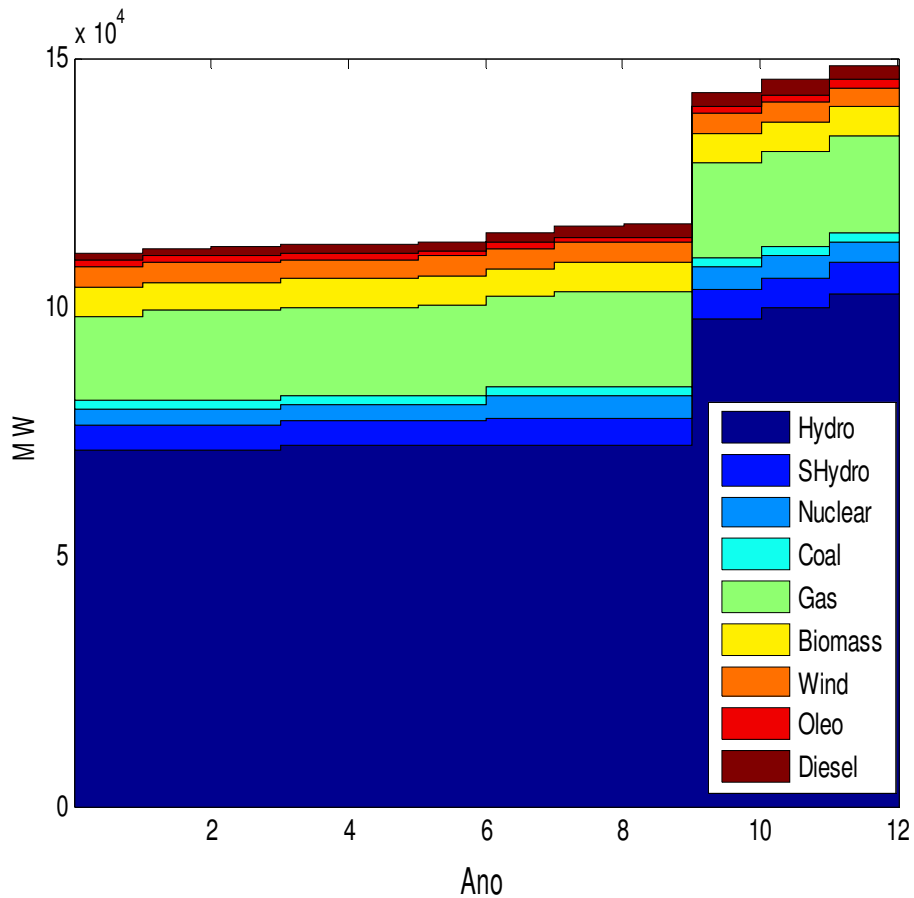


Figura 4-14. Evolução da capacidade instalada total de geração de energia elétrica por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico crítico.

¹ Clausula de contrato de suprimento de GN, onde o comprador se compromete sempre a pagar ao supridor o valor do GN contratado, independente se este comprado use ou não a quantidade de GN contratado.

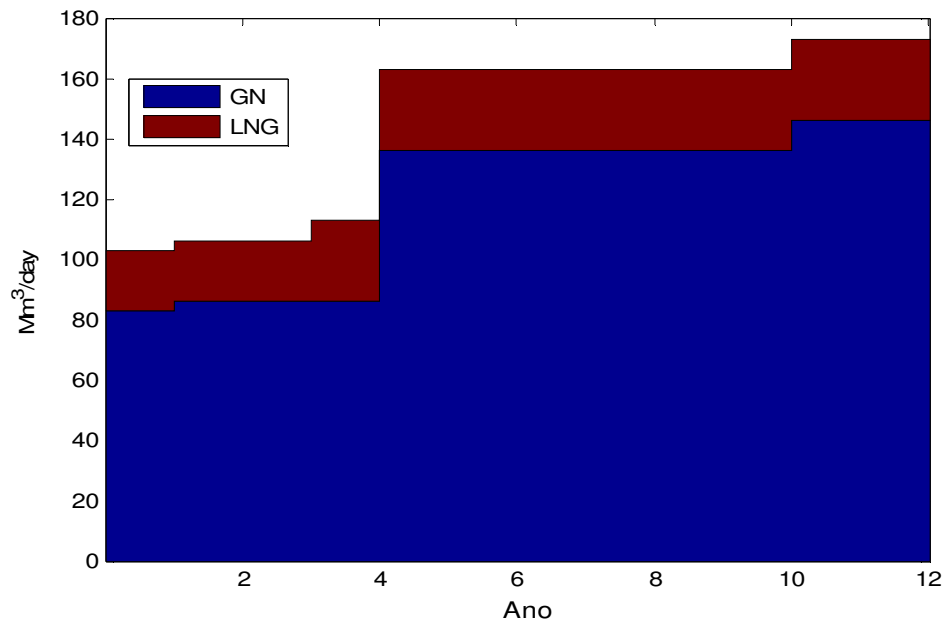


Figura 4-15. Evolução da capacidade instalada total de suprimento de GN por tipo de fonte ao longo do horizonte de planejamento no caso hidrológico crítico.

Na simulação de um cenário hidrológico crítico, a capacidade de produção das usinas hidrelétricas em relação ao cenário hidrológico médio foi reduzida em 20%. Outro cenário com impactos semelhantes poderia ser a não construção do complexo hidrelétrico Belo Monte (11 GW) e Tapajós (6 GW), seja devido a decisão própria do governo ou devido às fortes oposições da sociedade pelo seu impacto negativo. Obviamente, neste cenário, usinas que usam combustíveis fósseis e fontes de energia renováveis incrementam sua participação no fornecimento de energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento, tal como mostrado na Figura 4-15.

Como se pode visualizar nesta figura, neste cenário hidrológico crítico, a expansão e o despacho de energia elétrica das usinas a gás natural aumenta consideravelmente, chegando a necessitar de uma capacidade ao redor de 17 GW no ano 2020, sendo que considera-se a existência de 12 GW de capacidade já instalada no ano de 2009. Conseqüentemente, a demanda de GN por parte destas usinas de gás natural também aumenta consideravelmente, requerendo uma capacidade de suprimento de GN ao redor de 90

Mm³/dia médios em 2020 para satisfazer à demanda. Neste caso, se faz necessária a construção de mais capacidade de oferta de GN/GNL e de transporte, esta deverá ter lugar mais intensivamente ao longo dos anos 2009 até o 2012 como mostrado na Figura 4-15.

Neste cenário hidrológico crítico, o fornecimento de GN deveria ser feito com a expansão de projetos de regaseificação de GNL de Guanabara (24 Mm³/dia) e Pecem (7 Mm³/dia) que devem entrar em operação no ano 2009. Também é necessária a implementação e projetos de exploração de GN como:

- Bacia de Santos (3 Mm³/dia).
- Campos I (24 Mm³/dia).
- Espírito Santo (10 Mm³/dia).
- Tupi/Júpiter (26 Mm³/dia).

O projeto de exploração na bacia de Campos (24 Mm³/dia) e Tupi/Júpiter (26 Mm³/dia) na visão realista seria impossível de ser finalizado até o ano 2012. Sendo assim para este cenário hidrológico crítico, um possível déficit de gás natural teria lugar a partir do ano 2012, numa profundidade um déficit de 10 GW de eletricidade.

Além disso, os resultados mostram que cerca de 20% da capacidade de produção de NG/GNL não são construídas devido à limitada capacidade de transporte dos gasodutos existentes e previstos. Logo, para satisfazer o crescimento da demanda de eletricidade e GN usando a capacidade total dos projetos de exploração de GN, é recomendado aos terminais de regaseificação de GNL:

- Aumentar em 20% a capacidade de transporte dos gasodutos e construir gasodutos adicionais aos projetados.

- Deve-se incrementar em 50% adicionais (ao redor de 26 Mm³/dia) sobre as previsões de capacidade de regaseificação de GNL distribuídos ao longo da costa brasileira, de forma a mitigar o déficit de gás sob este cenário crítico.

No entanto, as implementações das recomendações acima são apenas necessárias para evitar possíveis riscos de déficit de energia elétrica neste cenário hidrológico crítico e no caso de alternativas de expansão de geração serem as mesmas projetadas no caso hidrológico médio.

Tabela 4-6. Custo total no cenário hidrológico médio e crítico/seco.

Custos US\$	Cenário hidrológico médio	Cenário hidrológico crítico
Custo total de operação em US\$	1.8006e+011	2.0588e+011
Custo total de investimento em US\$	3.1809e+010	2.3197e+010
Custo total de operação e investimento no setor gás natural*	5.6181e+010	7.5947e+010
Custo total de operação e investimento no setor elétrico**	1.5568e+011	1.5313e+011
Custo Total US\$	2.1186e+011	2.2908e+011

*Incluindo os custos em investimentos em gasodutos e investimentos e operação do suprimento de NG/LNG necessárias para satisfazer a demanda de GN das usinas termelétricas a gás natural..

** Não Inclui os custos em investimentos em gasodutos e investimentos e operação do suprimento de NG/LNG necessárias para satisfazer a demanda de GN das usinas termelétricas a gás natural.

A Tabela 4-6 apresenta uma comparação dos custos operacionais e investimentos do cenário hidrológico médio com o do cenário crítico. A partir desta tabela, como se esperava, o custo total no cenário crítico é maior que do cenário médio. Este resultado está apenas confirmando que no Brasil a hidroeletricidade é uma alternativa econômica, porém esta é fortemente dependente dos cenários hidrológicos futuros e especialmente muito perigosa no cenário hidrológico seco.

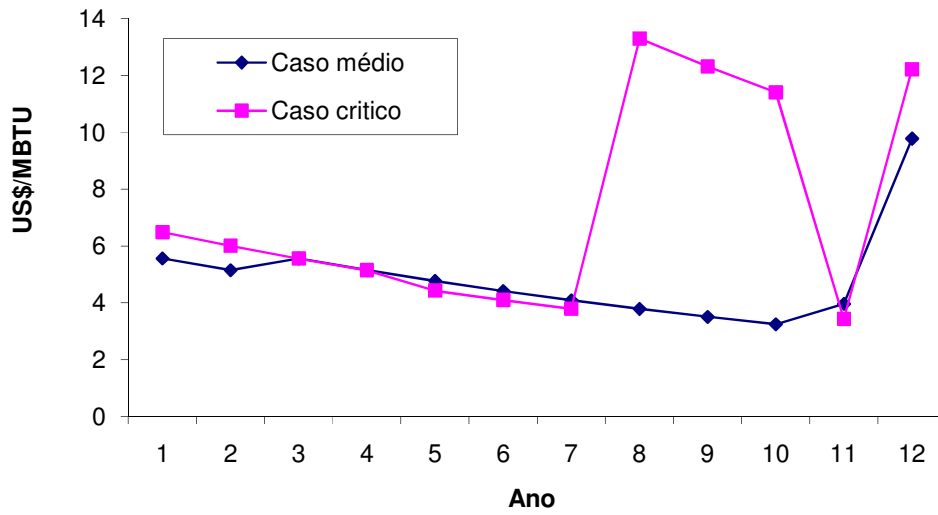


Figura 4-16. Custo marginal de expansão do gás natural na área Rio de Janeiro.

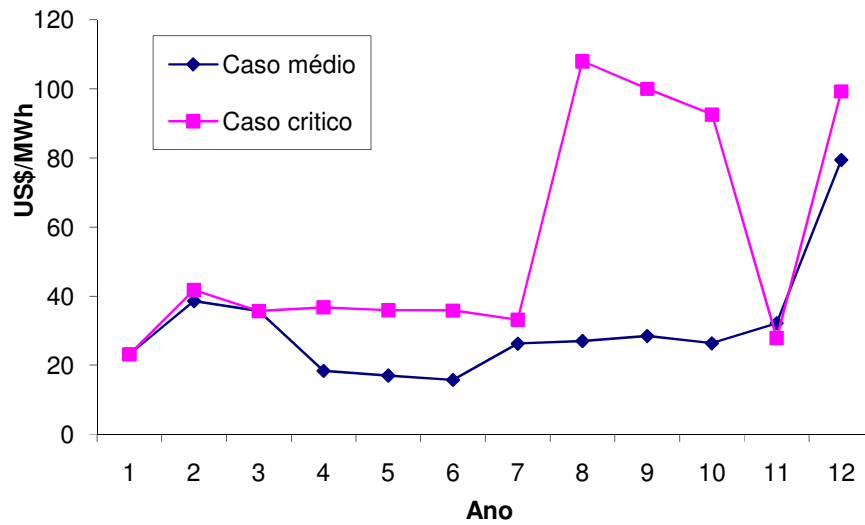


Figura 4-17. Custo marginal de expansão de eletricidade no subsistema SE/CO

A Figura 4-16 e Figura 4-17 mostram, respectivamente, a evolução do custo marginal de expansão do GN e eletricidade para os submercados de Rio de Janeiro e SE/CO, respectivamente. Tal como explicado na seção anterior sobre a interpretação dos custos marginais de operação e de expansão, destas figuras pode-se ver que os custos marginais de expansão de eletricidade a gás seguem a mesma tendência em ambos cenários tanto médio como o crítico. No caso do cenário hidrológico médio, o custo marginal de expansão em ambos setores e em todos os períodos é menor do custo da operação (cujos valores médios para o gás e eletricidade são 5 US\$/MBTU e 30 US\$/MWh, respectivamente), indicando a necessidade de expansão adicional de capacidade de GN e eletricidade. Similarmente, no cenário crítico, o custo marginal de expansão em ambos setores também são menores que os custos marginais de operação em todos os períodos do horizonte de planejamento, indicando assim a necessidade de expansão ao longo do horizonte de planejamento. Obviamente que os custos marginais de expansão no cenário crítico são bem maiores que as do cenário médio, pelo fato que no cenário crítico existe maior participação de usinas termelétricas, cujos custos de operação são mais altos. Nota-se em ambas as Figuras, as elevações nos custo marginal de expansão nos anos 8, 9 e 10 significa que nesses anos não é preciso fazer investimentos na expansão pois com a infraestrutura disponível até o ano 7 é possível atender o crescimento da demanda em ambos setores.

Tabela 4-7. Custos de para um planejamento integrado e separado do setor gas/eletricidade

Custo	Planejamento separado gás e eletricidade	Planejamento integrado gas/eletricidade
Custo total para o setor gás Natural US\$	5.0595e+010	7.5947e+010*
Custo total para o setor elétrico MUS\$	2.0588e+011*	1.5313e+011
Custo total ambos setores MUS\$	2.5648e+011	2.2908e+011

* Incluindo os custos de investimento necessários para atingir a demanda de gás das usinas termelétricas.

A Tabela 4-7 apresenta os resultados dos custos totais, quando o planejamento da expansão do gás e de eletricidade é otimizado considerando os dois de um modo integrado e por separado, respectivamente para caso hidrológico crítico. Para a expansão por separado, o custo de combustível GN das usinas termelétricas foi fixado em 60 US\$/MWh tal como é considerado no plano nacional de eletricidade 2030 (Brasil, 2007). Como se pode ver neste caso, o custo do processo de planejamento integrado de gás/eletricidade plano resulta mais barato que quando se fizer um planejamento por separado. O custo total poupado durante os 12 anos de planejamento de ambos os setores é ao redor de 27400 MUS\$ (milhões de dólares). Este valor é apenas um valor referencial, já que em termos relativos não tem muita significância, porém em termos absoluto.

4.4. Considerações Finais

Os tempos computacionais gastos na resolução do caso exemplo de pequeno porte, e o caso de estudo considerando o sistema de gás/eletricidade brasileiro foi um segundo e 5 minutos, respectivamente.

Como já foi mencionado no capítulo anterior a este, em termos do planejamento da operação, a existência de uma otimização integrada eletricidade-gás permitiria criar uma base de dados comum entre os dois setores, aumentando a transparência sobre a situação de abastecimento e facilitando o diálogo entre governo e agentes dos setores de eletricidade e gás sobre as alternativas de uso de um recurso escasso. Além disto, permitiria uma segurança do suprimento energético gás-eletricidade do país. Esta “curva de segurança do suprimento energético” está implicitamente sendo considerado ao se fazer uma otimização integrada gás/eletricidade, e esta tem efeito nos resultados do planejamento da expansão conjunta pois atrasaria ou adiaria os investimentos apropriadamente,

garantindo o benefício social e a segurança do suprimento de longo prazo para ambos setores energéticos.

Dos resultados apresentados neste capítulo pode-se concluir que o objetivo fundamental de se fazer uma otimização integrada da expansão não é diminuir o custo, e sim encontrar o custo "real" de uma abordagem integrada. Sendo assim, o objetivo do planejamento integrado é "ver", "prever" e "quantificar" estratégias ótimas da expansão de possíveis infra-estruturas de gás e eletricidade, porém considerando as restrições físicas e operativas das existentes e das alternativas projetadas. Isto ajuda a identificar pontos fracos e necessários a serem considerados no processo de implementação das alternativas. O custo resultante é o custo de atender a demanda ao longo do horizonte, já considerando as limitações e/ou fortalezas de ambos setores, coisa que em uma análise por separado não se podia quantificar ou "ver".

Tal como foi mostrado na Tabela 4-7, teria-se um ganho econômico em uma análise integrada se o custo da operação e expansão do gás natural fossem menor (exemplo: o caso apresentado nesta tese) comparado ao custo de uma análise por separado, e vice-versa. O fato é que, numa análise por separado, o planejador "nunca vai saber" (análise míope) se para esse planejamento (do setor elétrico) o sistema ou setor (gás natural) vai ter capacidade (sub ou sobre) para responder essa oferta de gás natural.

Se a abordagem for determinística, o planejamento resultante depende de como foi a previsão do crescimento da demanda e outros parâmetros. Já numa abordagem considerando incertezas o risco seria quantificado. Porém isso computacionalmente não é prático. O ponto de partida tanto para o MELP ou o modelo proposto é que assume-se que para obtenção dos parâmetros considerados já foram feitas simulações considerando as incertezas, tal como foi discutida na subseção inicial deste capítulo.

O capítulo a seguir apresenta um modelo os conceitos básicos e formulação da análise de decisão multicritério o qual é utilizado no capítulo 6 onde é proposto o modelo MESEDES. O MESEDES é um modelo multiobjetivo para expansão de longo prazo de sistemas de geração e troncos de interligação apenas visando o setor elétrico onde os critérios de sustentabilidade energética são internalizados através de objetivos. Aqui não

se considera o setor gás natural porque computacionalmente se faz inviável e extremamente complexa, logo, a influência do setor gás natural na sustentabilidade do setor elétrico esta sendo considerado apenas indiretamente através das características (ambientais, custos, etc) próprias das usinas a gás natural. Ambos os modelos se complementam pois, resultados do MESEGAS podem ser usados como parâmetro no MESEDES ou vice-versa.

Capítulo 5

Análise de Decisão Multiobjetivo

5.1. Introdução

Neste Capítulo é descrito a teoria de análise de decisão multiobjetivo. Este Capítulo é muito importante pois, a metodologia descrita será usada para lidar o com modelo de expansão de longo prazo de sistemas de geração, onde alguns critérios de desenvolvimento sustentável são internalizados através de objetivos. Neste Capítulo inicialmente é feito a apresentação dos conceitos e classificação da teoria da análise de decisão multiobjetivo, a seguir é descrito o Processo Analítico Hierárquico (AHP²) o qual é uma metodologia usada nesta tese para a obtenção dos pesos para cada um dos objetivos.

² Em ingles Analytical Hierarchical Process

Seguidamente, é abordado o teoria do otimização multiobjetivo. Finalmente, é tratada a teoria da programação por metas o qual é usado como apoio ao método AHP.

O estudo da tomada de decisão é parte de muitas das disciplinas, incluindo a psicologia, o comércio, a engenharia, a pesquisa operacional, a ciência da administração, as ciências políticas e sociais, etc. Enquanto a sociedade se torna mais complexa, a necessidade para as decisões que equilibrem objetivos ou critérios conflitantes há crescido. As decisões de política do governo, por exemplo, as que regulam o crescimento, o emprego, e o bem-estar geral, enfrentaram sempre este problema.

Tradicionalmente, uma solução ótima é sempre o objetivo primário na tomada de decisão. Infelizmente, uma solução ótima verdadeira existe somente se considerando um único critério. Na maioria das situações reais de decisão, um único critério é insuficiente. Muitas vezes, é necessário planejar os sistemas onde diversos objetivos conflitantes e não-mensuráveis necessitam ser considerados. O critério do custo aparece frequentemente no conflito com outros critérios. Isto pode ser chamado "o problema eterno de recursos limitados e de necessidades ilimitadas" (Figueira, Greco et al., 2005).

Usualmente, a metodologia convencional para o planejamento energético procura pela solução de mínimo custo que garanta o suprimento à demanda de potência no presente e no futuro. Outros critérios, tais como emissões de poluentes e a confiabilidade do suprimento, às vezes, são dados em valores monetários e incluídos nos critérios do custo. Alternativamente, podem ser considerados somente como restrições, tal que todas as alternativas que não satisfaçam as metas para todos os outros objetivos são descartados. Isto é, as escolhas arbitrárias restritas são usadas como substitutos para tudo com exceção de um objetivo. Esta otimização clássica fornecerá uma solução. Entretanto, em muitos casos a otimização não fornecerá a "melhor solução" (Daellenbach, 2005). O uso das restrições não é particularmente útil em alternativas de avaliação, desde que na realidade, há frequentemente mais flexibilidade do que é indicado pelas restrições absolutas. Por exemplo, se uma alternativa não puder satisfazer o objetivo desejado para um dos critérios mais insignificantes, a alternativa será eliminada, mesmo que a alternativa possa ser a melhor para todos os critérios restantes. Realmente, o uso de restrições atrapalha o critério mais importante, já que a aproximação garante que as metas para os critérios menos importantes são satisfeitos primeiramente, antes que haja

qualquer consideração de que critério em questão seja o mais importante (Keeney, 2007). Uma melhoria para este caso é classificar as restrições como “hard” e “soft” sendo que as da primeira categoria devem ser sempre satisfeitas enquanto que as da segunda categoria podem ser relaxadas em função da necessidade..

Novas regulamentações no setor elétrico visando o desenvolvimento sustentável, particularmente aquelas que focalizam os impactos ambientais dos sistemas de energia motivaram um maior interesse em métodos sistemáticos de apoio à decisão. Uma metodologia apropriada para o planejamento deve balancear vários critérios, seja explicitamente, ou implicitamente para tentar encontrar uma solução de compromisso aceitável. A solução de problemas que envolvem sistemas complexos sem a ajuda de ferramentas, por parte dos tomadores de decisão (DMs)³ podem parecer focalizar apenas um subconjunto pequeno de critérios, formulando suas opiniões baseadas em informação insuficiente, ou calcular errado no que diz respeito às incertezas (Løken, 2007b).

A tomada de decisão multicritério (MCDM)⁴ é um termo genérico para o uso dos métodos que ajudam à tomada de decisões de acordo com suas preferências, nos casos caracterizados por múltiplos critérios conflitantes. O termo freqüentemente usado é análise da decisão multicritério (MCDA)⁵. A razão para usar o segundo termo é para enfatizar que os métodos por si mesmos não podem fazer as decisões reais, isto é, não podem substituir a um DM. A finalidade dos métodos é ajudar aos DMs a tomar decisões melhores, fornecendo recomendações boas. Na literatura, são usados indistintamente ambos os termos já que não há nenhuma distinção estrita entre as abreviaturas MCDM e MCDA. Entretanto, MCDA é visto geralmente como um conceito mais inclusivo do que MCDM (Belton e Stewart, 2002; Figueira, Greco *et al.*, 2005; Løken, 2007a). MCDA é um processo extensivo que consiste na identificação do problema, em estruturar o problema, na construção do modelo de preferência, no uso do modelo, e na determinação de um plano de ação. Contudo, resolver um problema de MCDM é apenas

³ Em ingles *decision-makers* DMs.

⁴ Em ingles *multiple-criteria decision-making*-MCDM.

⁵ Em ingles *multiple-criteria decision-analysis*-MCDA.

uma porção - embora uma parte muito essencial - do processo inteiro de MCDA. Neste trabalho, a abreviatura MCDA será usada para os métodos multicriteriais e para todo o processo multicritério.

5.2. Classificação dos Métodos de Análise da Decisão Multicritério-MCDA

Centenas de métodos MCDA foram propostos durante os últimos 20 anos. A idéia principal de todos eles é poder comparar as alternativas que têm níveis de desempenho diferentes para vários critérios e criar um processo de tomada de decisão mais formalizada e melhor informada. Entretanto, nenhum destes métodos pode ser considerado aplicável em todas as situações da tomada de decisão. Há muitas situações diferentes da decisão, e haverá sempre DMs que não são capazes de fornecer a informação necessária requerida para usar o método hipotético “perfeito”. Os vários métodos diferem em muitas áreas: o fundo teórico, tipo de perguntas solicitadas, e tipo de resultados dados, etc. Alguns métodos foram criados particularmente para um problema específico, e não são úteis para outros problemas. Outros métodos são mais universais, e muitos deles alcançaram a popularidade em várias áreas. Todos os métodos empenham-se em criar um processo de tomada de decisão mais formalizado e melhor informado. Para que estes tipos de métodos sejam bem sucedidos, entretanto, a descrição e interpretação da realidade na situação da decisão tem que ser compatível com maneira com que um DM pensará (Keeney, 2007).

Há muitas maneiras diferentes para classificar os métodos existentes de MCDA. Uma classificação comum é encontrada em (Figueira, Greco *et al.*, 2005). A classificação distingue entre o que é chamada geralmente: a) tomada de decisão multiobjetivo⁶

⁶ Em inglês multiobjective decision-making-MODM, também usa-se os termos: Multiobjective/Multicriteria Programming/Optimization

(MODM) , chamado também otimização (ou programação) multicritério e b) tomada de decisão multiatributo⁷ (MADM). Esta classificação é apresentada na Figura 5-1.

Nos métodos MODM, os problemas são formulados no contexto de uma estrutura de programação matemática. Neste tipo de problemas, os valores do atributo devem ser determinados em um domínio contínuo ou inteiro, dependendo do tipo do problema. Contudo, as alternativas são definidas somente implicitamente, e há um número indefinido de alternativas. Já o MADM refere-se aos métodos condizentes para resolver os problemas de decisão multicritério, onde as alternativas são definidas explicitamente. Conseqüentemente, o problema é fazer escolhas da melhor maneira possível entre um número finito de alternativas pré-especificadas a - priori. Nesta tese não se aprofunda este tópico pois, esta não é usada, pois o problema que a gente vai lidar é um modelo MODM.

Este trabalho foca no MODM, pois problemas de otimização considerando vários objetivos são analisados. Porém, alguns conceitos e metodologias do MADM serão usados para calcular os pesos de cada um dos objetivos considerados. A seguir são mencionadas as metodologias MADM focalizando apenas o método AHP. Estas serão usadas como ferramenta metodológica para considerar a participação da sociedade no processo de planejamento proposto nesta tese.

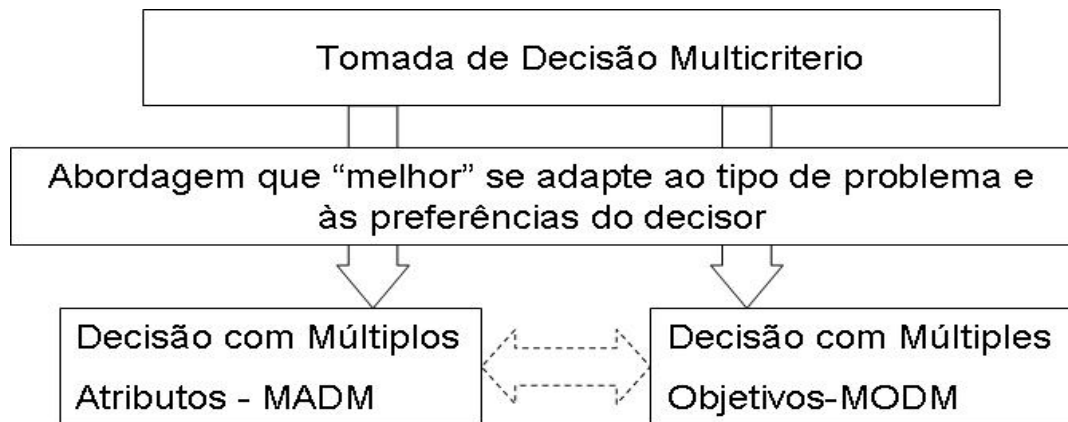


Figura 5-1. Classificação da MCDA

⁷ Em inglês multi-attribute decision-making- MADM.

5.3. O Processo Analítico Hierárquico (AHP) na Análise da Decisão Multiatributo

Como mencionado na seção anterior, a MADM refere-se à tomada de decisão com alternativas finitas ou discretas, onde em geral as alternativas são explicitamente conhecidas a priori. Um dos métodos mais conhecidos e utilizados mundialmente na tomada de decisão multicritério é o método AHP.

O processo analítico hierárquico (AHP) foi desenvolvido por Thomas L. Saaty (Saaty, 2000) em meados da década de 1970, com o intuito de promover a superação das limitações cognitivas dos tomadores de decisão. Para Saaty o AHP “reflete o que parece ser um método natural de funcionamento da mente humana”. Suas bases de sustentação são, essencialmente, a economia e a psicometria.

O método AHP é aplicado para sistematizar uma ampla gama de problemas de decisão nos contextos: econômico, político, social e ambiental, devido a sua simplicidade, sólida base matemática e capacidade de avaliar fatores qualitativos e quantitativos, sejam eles, tangíveis ou intangíveis. O AHP baseia-se na capacidade humana de usar a informação e a experiência para estimar magnitudes relativas através de comparações par a par⁸. Trata-se de uma abordagem flexível que utiliza a lógica aliada à intuição, com a finalidade de obter julgamentos através de consenso. Seu uso é indicado para problemas que envolvem a priorização de soluções potenciais através da avaliação de um conjunto de critérios.

Essencialmente, o AHP procura decompor um problema em uma estrutura hierárquica descendente que se assemelha a uma árvore genealógica. A hierarquia pode ser construída colocando o objetivo principal no primeiro nível, a definição dos critérios no segundo nível e assim sucessivamente. Essa ordenação tem como finalidade fornecer uma visão global da relação complexa própria da situação e ajudar o decisor a julgar se os critérios de cada nível estão na mesma ordem de importância, podendo assim comparar cada elemento.

⁸ Em inglês pairwise comparisons.

Logo, para construir e utilizar um modelo de estabelecimento de prioridades fundamentado no AHP, realizam-se as seguintes etapas:

- Especificação do foco principal ou objetivo geral que se espera atingir com a classificação.
- Identificação do conjunto de alternativas viáveis para a priorização.
- Identificação do conjunto de critérios relevantes e construção da hierarquia.
- Seleção dos julgadores e definição dos métodos para a obtenção dos julgamentos paritários: é nessa etapa da comparação par a par que avalia a importância de cada critério, e o desempenho de cada alternativa em relação a cada critério.
- Síntese dos dados obtidos dos julgamentos, calculando-se a prioridade de cada alternativa em relação ao foco principal.
- Análise de consistência do julgamento, identificando-se o quanto o sistema de classificação é consistente na classificação das alternativas viáveis.

Essas etapas podem ser contempladas no Fluxograma geral do AHP apresentada na Figura 5-2.

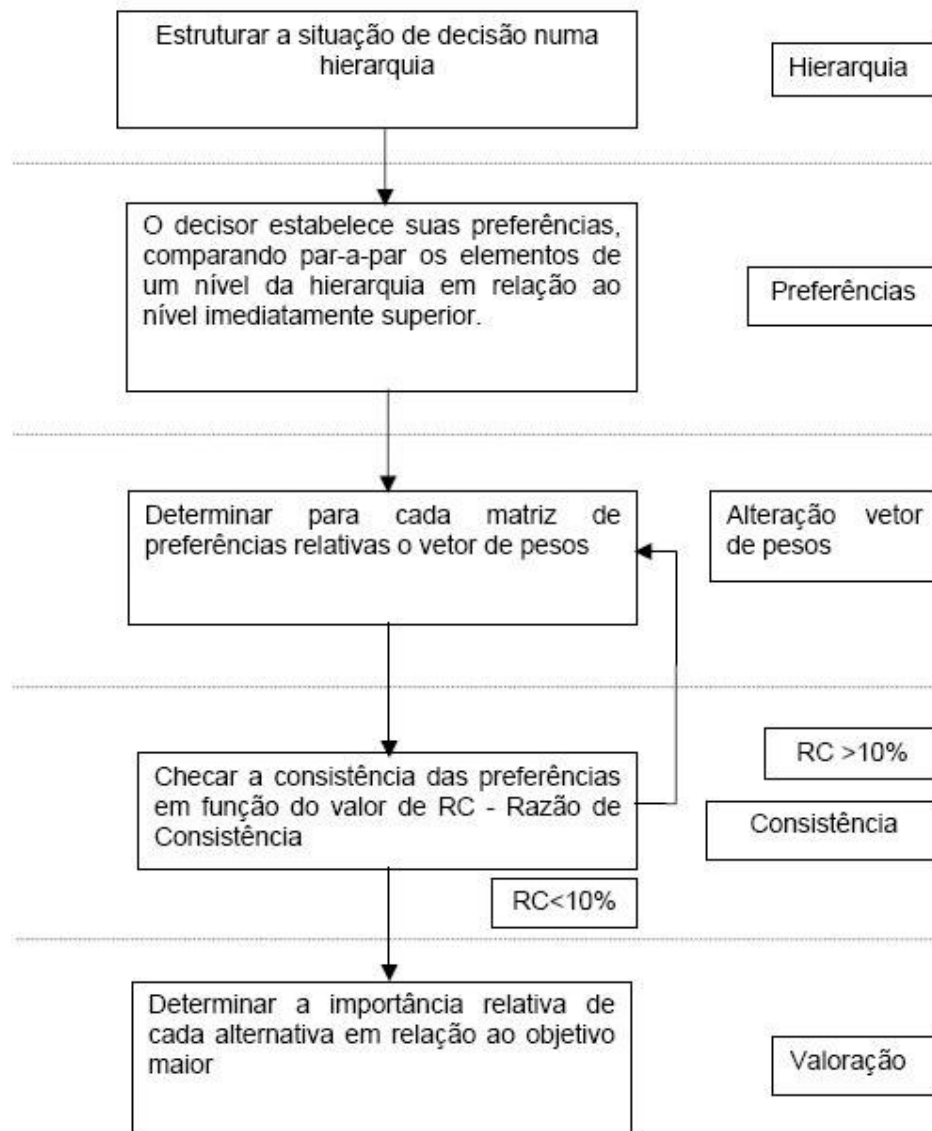


Figura 5-2. Fluxograma geral do método AHP

A estrutura hierárquica do AHP é uma das particularidades do método, como reflete o seu nome, por não haver outras propostas que permitam uma discriminação tão acabada do processo de decisão, mediante a representação de tantos critérios e subcritérios. Uma tarefa interessante na tomada de decisão é a escolha de fatores que são relevantes para essa ação. Na prática não existe um conjunto de procedimentos que geram os objetivos, critérios e alternativas a serem incluídos numa hierarquia ou mesmo num sistema mais geral. A análise hierárquica é um método que pondera alternativa, partindo de um objetivo global ou foco. Através da análise do foco ou objetivo global, vai se transfor-

mando em atributos ou critérios, assim por diante, e a respectiva ponderação em cascata, deixando as alternativas no nível mais baixo.

O processo de construção de uma hierarquia exige conhecimento e experiência na área do problema e, para o mesmo problema, duas ou mais decisões podem estruturar diferentes hierarquias, o que significa dizer que uma hierarquia não é única. Por ser usada para representar o grau de dependência de um nível ou componente de um sistema com outro seqüencial, faz-se com que uma hierarquia seja uma estrutura simples formando uma cadeia linear.

Para a construção da hierarquia devem ser incluídos pontos importantes de modo que se possa representar o problema adicionando os elementos essenciais para a avaliação, não perdendo a sensibilidade necessária para mudar elementos no decorrer do processo, caso haja necessidade. Também se deve considerar o ambiente que envolve o problema, identificando as questões que venham contribuir para a solução, como também verificar os participantes que estão associados ao problema.

Porém, mesmo quando dois decisores constroem a mesma hierarquia, seus pontos de vista conduzem a diferentes cursos de ação, podendo-se trabalhar chegando a um consenso nas duas hierarquias, julgamentos e sínteses. Na fase da implementação do AHP ocorre a identificação de níveis e elementos, definição de conceitos e formulação de perguntas. Sintetizando a relação entre os três elementos na construção da hierarquia, têm-se, num primeiro momento, níveis e elementos (conceitos) identificados, sendo então definidos e utilizados na etapa da composição das perguntas. Se os decisores encontrarem dificuldade em responder tais questões, quer dizer que os níveis e conceitos devem ser revistos e modificados. As perguntas devem ser correspondentes e ter consistência com a informação existente, portanto não pode haver ambigüidade no processo de questionamento, pois poderá levar o decisor a selecionar o critério ou alternativa errada.

Todo esse conjunto de ações é evolutivo, é um processo de aprendizagem que faz surgir novas ações. Essas ações com seus objetivos e características, para cada decisor, formam os pontos de vista, os critérios de avaliação.

No método AHP os fatores são selecionados e organizados em uma estrutura hierárquica descendente do objetivo geral para o critério, subcritério e alternativas em níveis sucessivos. Na Figura 5-3 está representada a estrutura hierárquica básica.

Os principais “inputs” para a construção de uma hierarquia são as respostas obtidas para uma série de perguntas que, normalmente, possuem a forma geral: “Qual é a importância do critério 1 em relação ao critério 2?”.

O método AHP propõe fornecer um vetor de pesos que expresse a importância relativa dos vários elementos. Inicia-se medindo o grau de importância do elemento de um determinado nível no de nível inferior pelo processo de comparação par-a-par, realizado pelo decisor. A medição dos julgamentos é feita utilizando uma escala de valores variando de 1 a 9 (igual, fraco, muito forte, absoluta e, valores intermediários).

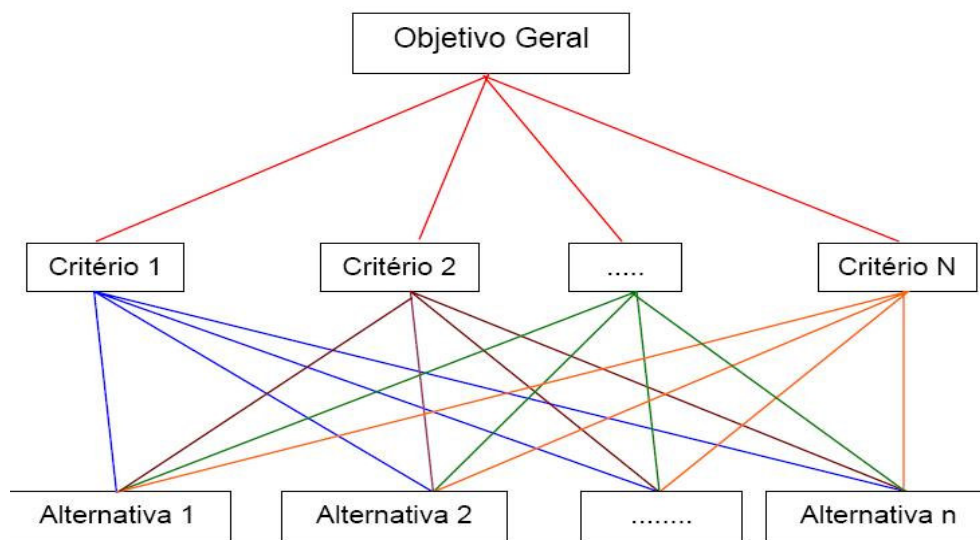


Figura 5-3. Estrutura Hierárquica Básica do método AHP.

Nessa fase, os axiomas da teoria devem ser cumpridos. Se o decisor não tiver uma resposta para a situação, quer dizer que a pergunta não é significativa, ou as alternativas não são comparáveis.

Assim, os axiomas usados neste método são:

- O da comparação recíproca, onde o decisor deve ser capaz de fazer comparações e mostrar a intensidade de suas preferências. Essa preferência deve satisfazer a

condição de reciprocidade: Se A é x vezes preferíveis à B, logo B é 1/x vezes preferível à A.

- A homogeneidade ocorre quando as preferências são indicadas pelo princípio de uma escala limitada.
- A independência acontece quando as preferências são colocadas, assumindo-se que os critérios são independentes das prioridades das alternativas.
- A expectativa, para se atingir uma decisão, supõe que a estrutura hierárquica seja completa, isto é, o decisor deverá usar todos os critérios, subcritérios e todas as alternativas para encontrar suas expectativas racionais.

Tabela 5-1. Escala Fundamental de Saaty para comparação par-a-par

Intensidades de Importância	Definição	Explicação
1	Mesma importância	As duas atividades contribuem igualmente para os objetivos.
3	Importância pequena de uma sobre a outra.	A experiência e o julgamento favorecem uma atividade levemente em relação a outra.
5	Importância grande ou essencial	A experiência e o julgamento favorecem uma atividade fortemente em relação à outra.
7	Muito forte mais importante	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra e pode ser demonstrada na prática.
9	Extremamente mais importante	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com o mais alto grau de certeza.
2, 4, 6, 8	Valores intermediários entre valores adjacentes.	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições.

Quando o decisor for apresentar seu julgamento, mostrará a relação de importância entre os elementos da hierarquia de acordo com o que acha mais importante ou essencial.

al. Nessa medição dos julgamentos é feita uma ordenação ou classificação em termos relativos onde o decisor mede os julgamentos de acordo com a Tabela 5-1

Após a construção da hierarquia, o decisor fará a comparação par-a-par de cada elemento de um dado nível hierárquico, criando-se uma matriz de ordenação quadrada $A(m \times m)$ de decisão, recíproca positiva, onde o decisor representará, a partir da escala pré-definida na Tabela 5-1, sua opinião/preferência dentre os elementos, comparados entre si, sob a ótica de um elemento do nível imediatamente superior.

Com respeito a propriedade da reciprocidade, tem-se que o decisor não necessita realizar julgamentos para todos os elementos da matriz, os valores situados abaixo da diagonal principal da matriz são os recíprocos dos correspondentes situados acima da diagonal e os valores na diagonal principal são todos iguais a 1. Assim, basta fazer apenas os julgamentos situados acima da diagonal principal. A matriz apresenta-se da seguinte forma:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ \frac{1}{a_{12}} & 1 & \cdots & a_{2n} \\ a_{12} & \vdots & \cdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{1}{a_{1n}} & \frac{1}{a_{2n}} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Os elementos a_{ij} são representados pelas seguintes regras:

- Se $a_{ij} = \beta$, então $a_{ji} = \frac{1}{\beta}$, $\beta \neq 0$, (recíproca).
- Se $a_{ij} = 1$, então $a_{ji} = 1$; e em particular $a_{ii} = 1 \forall i$.

O total de julgamentos para a construção de uma matriz de ordem n é dado por $n(n-1)/2$, onde n é o número de elementos da matriz.

O AHP é um método que permite atribuir pesos onde valores numéricos não podem ser obtidos diretamente. O método trabalha com uma matriz de comparação, por pares de atributos, cujas entradas indicam o quanto um atributo é mais importante que o outro.

Como as entradas da matriz A são números reais e positivos, e $a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}}$, assim a matriz, recebe o nome de recíproca positiva.

Assim para cada entrada da matriz de comparação a_{ij} , deve ser considerada como uma estimativa da razão entre a importância dos atributos i e j , isto é, $a_{ij} = \frac{w_i}{w_j}$, o objetivo é designar para os n atributos um conjunto de pesos numéricos w_1, w_2, \dots, w_n que refletirão nos julgamentos registrados.

Esses pesos deverão refletir os julgamentos quantificados do grupo. Isto cria a necessidade de descrever, em termos aritméticos precisos, como os pesos w_i deverão relacionar-se com os julgamentos a_{ij} .

Supondo que as avaliações feitas par-a-par entre os atributos fossem totalmente consistentes, então a matriz de comparação par-a-par ficaria da forma:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ a_{n1} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 / w_1 & \cdots & w_1 / w_n \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ w_n / w_1 & \cdots & w_n / w_n \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

Onde os elementos da linha i , $a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{in}$, representam as razões $\frac{w_i}{w_1}, \frac{w_i}{w_2}, \dots, \frac{w_i}{w_n}$.

Assim, multiplicando-se a matriz A pelo vetor $W = [w_1 \ \dots \ w_n]^T$, tem-se:

$$A.W = n \cdot \begin{bmatrix} w_1 \\ \vdots \\ w_n \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

O vetor W que satisfaz essa relação é chamado de autovetor da matriz A e n seu autovvalor.

Saaty observou que se as comparações são cardinalmente consistentes, ou melhor, se elas são perfeitamente consistentes, então, $n - 1$ dos autovalores será igual a zero e o valor do maior autovalor será igual ao número de itens avaliados n e neste caso o $\text{Posto}(A)=1$. Mas na prática as avaliações par-a-par que geram a matriz A não são totalmente consistentes e normalmente $\lambda_{\max} \neq n$ e os demais $\lambda_i \neq 0$.

Intuitivamente certos julgamentos são esperados ser mais consistente do que outros e isso depende, principalmente, do grau de conhecimento que o decisor ou tomador de decisão tem do objeto em julgamento. A inconsistência pode ser vista como inerente a muitos julgamentos humanos e reflete as incertezas relativas das importâncias originadas nos julgamentos.

Para uma representação realista da situação em comparações de preferência, deve-se considerar a inconsistência em julgamentos, porque, mesmo se esforçando, os sentimentos e preferências humanas são inconsistentes e intransitivos. Sabe-se que em qualquer matriz bem condicionada pequenas perturbações nos coeficientes implicam pequenas perturbações nos autovalores. Mas, a consistência dos julgamentos não é óbvia e tem de ser examinada, tendo como parâmetro o índice de consistência (IC) e a razão de consistência (RC).

O índice de consistência é calculado pela fórmula:

$$IC = \frac{(\lambda_{\max} - n)}{n - 1} \quad (5.4)$$

O índice mede a consistência dos julgamentos, quanto mais próximo o IC estiver de zero, melhor será a consistência global da matriz de comparação de julgamentos.

A razão de consistência (RC) é calculada através da fórmula $RC = \frac{IC}{CR}$ e seu valor é a razão entre IC e um índice de consistência randômica (CR). O índice CR , apresentado na Tabela 4-1, é proveniente de uma amostra de 500 matrizes recíprocas positivas geradas aleatoriamente, de tamanho até 11 por 11 (Saaty, 2000).

Tabela 5-2. Valores de CR em função da ordem na matriz.

<i>n</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<i>CR</i>	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,59

Considera-se aceitável uma razão de consistência menor que 0,10. Quando os valores são maiores que 0,10 recomenda-se uma revisão na matriz de comparações, até que se obtenha um *RC* menor ou igual a 0,10.

Esse procedimento descrito, para a obtenção de pesos, é importante para determinar a força com a qual os vários critérios em um nível influenciam os critérios do nível mais alto seguinte, o que representará uma hierarquia, e mostrará os pesos dos critérios em relação ao nível superior. Isso constituirá em um auxílio poderoso no processo de tomada de decisões (Saaty, 2000).

5.4. Tomada de Decisão Multiobjetivo

5.4.1. Otimização Multiobjetivo

A programação matemática constitui o braço da Pesquisa Operacional responsável pelo desenvolvimento de ferramentas para otimização. A otimização multiobjetivo representa um tópico de pesquisa de crescente importância para a ciência e a Engenharia, como indica o grande número de publicações na área. Hoje, a criação de produtos competitivos exige o desenvolvimento de projetos otimizados, segundo objetivos conflitantes. Ou seja, objetivos que, quando considerados simultaneamente, concorrem entre si, de tal modo que a melhoria de um leva à degradação dos demais. Ao otimizar um produto, deseja-se, por exemplo, minimizar os custos de produção, reduzindo os gastos com materiais e o consumo de energia e, ao mesmo tempo, maximizar a qualidade, aumentando a durabilidade e a confiabilidade do produto. Entretanto, ao reduzir os gastos com o uso de materiais ultrapassados e de qualidade inferior, a confiabilidade e a durabilidade do produto acabam sendo prejudicadas.

Inicialmente, esse tipo de problema era tratado de forma simplista como um problema mono-objetivo: agregando-se todos os objetivos em uma única função ou transformando todos os objetivos, exceto um, em restrições. Entretanto, a noção de otimalidade mono-objetivo logo se mostrou inadequada para esse tipo de problema e uma mais sofisticada, conhecida como Pareto-ótimo, foi desenvolvida. Conforme essa noção, problemas multiobjetivo possuem várias possíveis soluções que correspondem a diferentes ponderações entre os objetivos. Mas, conhecendo esse conjunto de possíveis soluções Pareto ótimas, resta ainda decidir qual delas será executada na prática. Esta seção apresenta o conceito de otimalidade desenvolvido por Vilfredo Pareto e outros, como fronteira não dominada e relação de dominância.

Esses conceitos têm sido empregados pelos algoritmos de busca mais recentes para procurar, na região viável, o conjunto de pontos que otimizam prioritariamente cada um dos objetivos em detrimento dos demais.

Um problema de otimização multiobjetivo possui um número de funções objetivo a serem otimizadas (maximizar ou minimizar). Além disso, possui restrições que devem ser satisfeitas por qualquer solução factível. O enunciado geral para este tipo de otimização é o seguinte:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Minimizar/Maximizar } f_m(\vec{x}); \quad m = 1, 2, \dots, M; \\ \text{Sujeito a } g_j(\vec{x}) \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, J; \\ h_k(\vec{x}) = 0; \quad k = 1, 2, \dots, K; \\ x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i}; \quad i = 1, 2, \dots, n. \end{array} \right\} \quad (5.5)$$

onde \vec{x} é o vetor de n variáveis de decisão $\vec{x} = [x_1 \ \dots \ x_n]$. Os valores $x_{\min,i}$ e $x_{\max,i}$, representam o mínimo e máximo valor respectivamente para a variável x_i . Estes limites definem o espaço de variáveis de decisão ou espaço de decisão D . Além, o vetor \vec{x} será referido também como solução.

As J desigualdades ($g_j(\vec{x})$) e as K igualdades ($h_k(\vec{x})$) são chamadas de funções de restrição. Uma solução \vec{x} factível será aquela que satisfaça as $J+K$ funções de restrição e os $2n$ limites. Caso contrário a solução será não factível. Os conjuntos de todas as soluções factíveis formam a *região factível ou espaço de busca* S .

Cada uma das funções objetivo pode ser maximizada ou minimizada. Porém, para trabalhar com os algoritmos de otimização, é necessário converter todas para serem maximizadas ou minimizadas. O vetor funções objetivo $f(\vec{x})$ conforma um espaço multidimensional chamado espaço de objetivos Z . Então para cada solução no espaço de decisão, existe um $f(\vec{x})$ no espaço de objetivos. Esta é uma diferença fundamental em relação à otimização de mono-objetivo, cujo espaço de objetivos é unidimensional.

O mapeamento acontece então entre um vetor (n -dimensional) e um vetor $f(\vec{x})$ (M -dimensional). Por exemplo, se cada elemento de \vec{x} e $f(\vec{x})$ são números reais, então $f(\vec{x})$ estaria mapeada como $f(\vec{x}): \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^M$.

• **Pareto-dominância:** uma solução \vec{x}^A é dita dominar uma solução \vec{x}^B se ambas as condições a seguir forem satisfeitas:

1. A solução \vec{x}^A não é pior que a solução \vec{x}^B em nenhum dos objetivos, ou

$$\text{seja, } f_m(\vec{x}^A) \leq f_m(\vec{x}^B), \forall m = 1, \dots, M.$$

2. A solução \vec{x}^A é estritamente melhor que a solução \vec{x}^B em pelo menos um objetivo,

$$\text{ou seja, } f_m(\vec{x}^A) < f_m(\vec{x}^B), \text{ para algum } m \in \{1, \dots, M\}$$

- **Solução Pareto-ótima:** é uma solução não-dominada por nenhuma outra solução factível.
- **Conjunto Pareto-ótimo:** é formado pelo conjunto de todas as soluções não dominadas, dentre as soluções factíveis.
- **Fronteira de Pareto:** é formada pelos pontos no espaço das funções-objetivo que corresponde ao conjunto Pareto-ótimo.

Não havendo diferença na relevância relativa entre os objetivos a serem atendidos, todos os pontos na fronteira de Pareto são qualitativamente equivalentes, sob a perspectiva de otimização. Isso implica que problemas multiobjetivo apresentam infinitas soluções equivalentes. Logo, é requerido o desenvolvimento de algoritmos de busca capazes de identificar e amostrar otimamente a fronteira de Pareto, dada uma quantidade finita de recursos computacionais. Amostrar otimamente implica em obter e manter soluções não-dominadas que se distribuam uniformemente por toda a fronteira de Pareto. Sendo assim, o processo de busca terá sempre dois objetivos principais:

1. Encontrar um conjunto de soluções o mais próximo possível da Fronteira de Pareto.
2. Encontrar um conjunto de soluções com a maior diversidade possível.

5.4.2. Processo da Tomada de Decisão no Contexto da Otimização Multiobjetivo

Existem, na literatura, vários trabalhos importantes que associam métodos de análise multicritério a algoritmos de otimização multiobjetivo. Esses trabalhos são fruto do reconhecimento do papel do decisor humano na resolução de problemas com múltiplos objetivos e herdam da Análise Multicritério a preocupação em respeitar as limitações e preferências do decisor ou sua dificuldade em fazer julgamentos confiáveis e coerentes com seus interesses.

A literatura apresenta três diferentes formas de se encadear mecanismos para tomada de decisão com os algoritmos de otimização (Figueira, Greco *et al.*, 2005):

- **Apresentação de preferências a priori.** O decisor é consultado uma única vez, antes que a busca seja realizada. Geralmente, uma técnica de decisão é utilizada para agregar os objetivos em um valor escalar que represente a preferência global do decisor. Então, esse valor é maximizado através de algum algoritmo de otimização. A principal vantagem dessa abordagem deve-se ao fato de que ela requer que se encontre um único ponto ótimo, o que normalmente exige menor esforço computacional do que a busca por uma aproximação satisfatória da fronteira Pareto. Por outro lado, sua maior desvantagem deve-se à necessidade de que o decisor articule suas preferências tendo

em mãos poucas informações sobre o conjunto de alternativas. Esse aspecto é particularmente crítico segundo alguns autores que defendem a idéia de que, normalmente, o decisor não tem interesses bem definidos ou mesmo uma idéia clara do problema, antes de conhecer o conjunto de alternativas, e que sua preferência vai sendo construída enquanto ele avalia e compara as possíveis soluções .

- **Apresentação de preferências progressiva ou interativa.** Neste caso, as consultas ao decisor são efetuadas repetidas vezes ao longo do processo iterativo de otimização. Em cada consulta, o decisor deve articular suas preferências, baseando-se na informação disponível na iteração corrente. Então, suas preferências guiam o algoritmo de busca pelas próximas iterações até que outra consulta seja realizada. Geralmente, interrompe esse processo quando o decisor se sente satisfeito com a solução que estiver em suas mãos. Essa condição de parada é denominada “convergência psicológica” por permitir que alternativas já descartadas em consultas anteriores sejam reconsideradas. A principal vantagem dessa abordagem está na possibilidade de se obter informações quanto ao conjunto de possíveis soluções antes da decisão final. Além disso, o algoritmo de busca normalmente não exige excessivo esforço computacional, à medida que não haja demanda do decisor por muitas amostras da fronteira Pareto.
- **Apresentação de preferências a-posteriori.** O decisor é consultado após a obtenção de uma aproximação discreta da fronteira Pareto. Portanto, inicialmente é necessária a execução de um algoritmo de busca multiobjetivo e, somente depois, as técnicas de decisão são aplicadas. Essa abordagem apresenta várias vantagens: devido à independência entre os estágios de otimização e de decisão, uma mudança de interesses não exige grande esforço adicional, pois apenas a etapa de decisão precisa ser executada novamente; o decisor pode definir suas preferências conhecendo todas as suas alternativas; alguns critérios como, por exemplo, a análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada ou critérios que dependem de uma avaliação inteiramente subjetiva do decisor são mais facilmente adicionadas a decisão *a posteriori*,

do que à decisão *a priori* ou interativa. Por outro lado, sua desvantagem está no alto custo computacional requerido pela busca por uma aproximação discreta da fronteira Pareto.

No caso das abordagens de decisão *a priori* e interativa, a oscilação entre duas ou mais ordenações muito diferentes pode dificultar o processo de convergência, ao apontar diferentes direções de busca em cada iteração do algoritmo de otimização. No caso da decisão *a posteriori*, pode acontecer de soluções finais muito distintas serem obtidas quando diferentes aproximações da fronteira Pareto forem consideradas.

Nas abordagens de decisão *a priori* e interativa, o custo computacional é um aspecto particularmente relevante, uma vez que o método de decisão é executado tantas vezes quantas forem o número de iterações executadas pelo algoritmo de busca. No caso da decisão *a posteriori*, esse aspecto tende a ser menos crítico, pois o método de decisão normalmente é executado apenas uma vez, a não ser que o decisor mude suas preferências.

Obviamente, quanto maior o volume e a complexidade das informações requeridas pelo método, mais custoso é para o decisor fornecê-las. É válido lembrar que, no caso da abordagem de decisão interativa, esse aspecto é particularmente crítico, uma vez que o decisor pode ser consultado várias vezes ao longo do processo de busca. Já no caso da decisão *a priori* e *a posteriori* ele é consultado apenas uma vez.

5.4.3. Escolha da Metodologia na Tomada de Decisão no Contexto da Otimização Multiobjetivo

Como descrito na seção anterior, há vantagens e desvantagens em cada um dos diferentes mecanismos metodológicos para a tomada de decisão num contexto de otimização multiobjetivo. Este trabalho opta pela utilização de uma metodologia que faz uma abordagem híbrida entre o mecanismo *a priori/posteriori*. A metodologia escolhida para ser usada neste trabalho foi proposta por (Linares, 1999). Esta metodologia híbrida é baseada em programação de compromisso (MPC), e apresenta vantagens interessantes com respeito a outras abordagens. A metodologia é justificada e descrita em detalhe

nesta seção. Porém, como uma contribuição desta tese neste contexto, é proposta a aplicação de uma metodologia para a obtenção de preferências num contexto de múltiplos setores sociais dentro da metodologia híbrida (MPC).

Em relação à quantificação dos juízos de valor, a programação multiobjetivo ajuda os participantes no processo de decisão a articular e definir suas preferências e a aplicá-las racional e coerentemente. Porém, este método, quando usado para problemas de grande escala, como é o caso do problema da expansão de longo prazo com vários critérios de desenvolvimentos sustentável, apresenta dois problemas fundamentais: a) quando há muitos objetivos, é difícil apresentar as taxas de intercambio aos decisores de uma forma compreensível. Podem-se usar matrizes de pagamentos, porém, usualmente o decisor tende a ignorar os objetivos menos importantes, e a tratar incoerentemente o resto. b) A obtenção do conjunto pareto-ótimo é extremadamente difícil, dependendo do tipo e tamanho de problema a ser considerado. Em quase todos os casos, a informação apresentada aos decisores é excessiva para sua correta interpretação. Na otimização multiobjetivo, pode-se obter centenas ou milhares de soluções eficientes ou soluções Pareto-ótimas, das quais a grande maioria, obviamente não será usada pelo decisor. Portanto, se faz necessário reduzir apropriadamente o conjunto eficiente a um tamanho mais manejável (Steuer, 1994), (Linares, 1999).

Dadas essas razões, justifica-se o uso da programação de compromisso. A idéia básica de da programação compromisso consiste em utilizar o ponto ideal (a solução em que todos os objetivos alcançam seu valor ótimo) como ponto de referência para o centro decisor. Parece lógico pensar que um comportamento racional por parte do decisor consistirá em eleger aquele subconjunto do conjunto eficiente que se encontre mais perto do ponto ideal.

Para determinar esta aproximação utiliza-se uma função de distância (Zeleny, 1974; Yu, 1985):

$$L_p = \left[\sum_{m=1}^M \left[w_i \frac{f_m(\bar{x}) - f_m(\bar{x}^*)}{f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)} \right]^p \right]^{1/p} \quad (5.6)$$

Sujeito a $g_j(\bar{x}) \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, J;$

$h_k(\bar{x}) = 0; \quad k = 1, 2, \dots, K;$

$x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i}; \quad i = 1, 2, \dots, n.$

Onde:

p : uma métrica definindo a família de funções distância.

w_m : peso preferencial correspondente ao objetivo m .

$f_m(\bar{x}^*)$: é o valor ideal do objetivo m .

$f_m(\bar{x}_*)$: é o valor anti-ideal do objetivo m .

Os valores e idéias para cada um dos objetivos são obtidos minimizando cada objetivo, porém sujeito a todas as restrições. Os valores anti-ideais são obtidos do seguinte modo: as variáveis de decisão correspondentes a cada valor ideal são substituídas nos outros objetivos, obtendo os valores piores ou anti-ideais. Os denominadores $f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)$ são para normalizar os objetivos considerados. Sem esta normalização a comparação e agregação dos objetivos não seriam possíveis.

Yu (Yu, 1985) demonstrou que para problemas bi-objetivo as métricas $p=1$ e $p=\infty$ definem o subconjunto de soluções eficientes de Pareto chamado de conjunto compromisso. Blasco (Blasco, Cuchillo-Ibañez et al., 1999) demonstra que o conjunto compromisso para mais de dois objetivos é garantido sob condições gerais e esta dentro do limites da solução obtida com as métricas $p=1$ e $p=\infty$. Estas condições são pouco fortes, usualmente aceitas em problemas de otimização econômica tais como a

diferenciabilidade e concavidade. Também foi demonstrado que sob estas condições pouco fortes, o ótimo da função utilidade desconhecida pertence ao conjunto compromisso (Moron, Romero *et al.*, 1996).

A distância de Manhattan, ou limite L_1 do conjunto compromisso é obtido fazendo $p=1$ na equação (5.6). Logo, limite L_1 é soma normalizada e ponderada das desvios de cada atributo respeito a seu valor ideal e é definida pela expressão seguinte:

$$\left. \begin{aligned}
 L_1 = \sum_1^M w_i \frac{|f_m(\vec{x}) - f_m(\vec{x}^*)|}{|f_m(\vec{x}_*) - f_m(\vec{x}^*)|} \\
 \text{Sujeito a } g_j(\vec{x}) \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, J; \\
 h_k(\vec{x}) = 0; \quad k = 1, 2, \dots, K; \\
 x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i}; \quad i = 1, 2, \dots, n.
 \end{aligned} \right\} \quad (5.7)$$

Desde um ponto de vista preferencial, o limite L_1 corresponde à maximização de uma função utilidade separável e aditiva nos atributos: $u(f_1(\vec{x}) + \dots + f_M(\vec{x}))$ tal que $u = \kappa_1 f_1(\vec{x}) + \dots + \kappa_M f_M(\vec{x})$. A solução L_1 procura a solução de máxima eficiência, já que maximiza a soma ponderada de todos os objetivos considerados. Esta solução também é interpretada como a minimização dos desacordos agregados.

A distância Tchebycheff ou limite L_∞ do conjunto compromisso é obtida fazendo $p = \infty$ em (5.6). Logo, o limite L_∞ corresponde à maior desviação de cada um dos atributos com respeito a seu valor ideal e é definida pela expressão seguinte:

$$\left. \begin{aligned}
 L_\infty = D \\
 \text{Sujeito a } g_j(\bar{x}) &\geq 0; & j = 1, 2, \dots, J; \\
 h_k(\bar{x}) &= 0; & k = 1, 2, \dots, K; \\
 x_{\min,i} &\leq x_i \leq x_{\max,i}; & i = 1, 2, \dots, n. \\
 w_m \frac{f_m(\bar{x}) - f_m(\bar{x}^*)}{f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)} &\leq D; & m = 1, \dots, M
 \end{aligned} \right\} \quad (5.8)$$

Onde D é a variável de máximo desvio. Do ponto de vista preferencial, o limite L_∞ corresponde à maximização da função utilidade Rawlsiana:

$$u = - \left\{ \max \left[w_1 \frac{f_1(\bar{x}) - f_1(\bar{x}^*)}{f_1(\bar{x}_*) - f_1(\bar{x}^*)} + \dots + w_m \frac{f_m(\bar{x}) - f_m(\bar{x}^*)}{f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)} \right] \right\} \quad (5.9)$$

Esta função procura uma solução perfeitamente equilibrada entre o logro dos distintos critérios. Esta solução também é interpretada como a minimização dos desacordos da maioria tomadores de decisão.

Do ponto de vista preferencial as soluções L_∞ e L_1 representam dois pólos opostos. Pelo tanto, a solução L_1 implica a procura da máxima eficiência, enquanto a solução L_∞ implica na busca da solução mais balanceada entre os objetivos considerados (máxima equidade). A primeira solução pode ser parcial para alguns dos objetivos, enquanto o segundo pode prover um pobre desempenho agregado entre as diferentes metas. Por estas razões, a seguinte generalização é formulada (Romero, 1998; Linares, 1999):

$$\left. \begin{aligned}
 &\text{Minimizar } \Phi = (1 - \lambda)D + \lambda \sum_{m=1}^M w_m \frac{f_m(\bar{x}) - f_m(\bar{x}^*)}{f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)} \\
 &\text{Sujeito a } \left. \begin{aligned}
 &g_j(\bar{x}) \geq 0; \quad j = 1, 2, \dots, J; \\
 &h_k(\bar{x}) = 0; \quad k = 1, 2, \dots, K; \\
 &x_{\min,i} \leq x_i \leq x_{\max,i}; \quad i = 1, 2, \dots, n. \\
 &w_m \frac{f_m(\bar{x}) - f_m(\bar{x}^*)}{f_m(\bar{x}_*) - f_m(\bar{x}^*)} \leq D; \quad m = 1, \dots, M
 \end{aligned} \right\} \quad (5.10)
 \end{aligned}
 \right.$$

Onde, para $\lambda = 0$, tem-se a solução L_∞ , para $\lambda = 1$, tem-se a solução L_1 e para outros valores do parâmetro λ tem-se soluções intermediárias entre as soluções L_∞ e L_1 . O resultado deste modelo é um conjunto compromisso de estratégias eficientes no sentido de Pareto, limitadas por L_∞ e L_1 .

Determinação das preferências dos decisores para a tomada de decisão num contexto multicritério: A participação da sociedade

Recentemente tem-se observado um crescimento na necessidade da participação ativa dos diferentes setores da sociedade no processo da tomada de decisão da expansão do setor energético.

Uma das formas para considerar ou internalizar estes aspectos é a modelagem e agregação de preferências de cada um dos setores sociais o qual é descrito nesta seção.

A incorporação das preferências permite refletir de maneira coerente os valores da sociedade, interagindo com vários setores da sociedade, e conseguir maior apoio no processo de planejamento da expansão e seus resultados. Acredita-se que estes aspectos têm ainda maior importância no caso das considerações dos critérios de desenvolvimento energético sustentável.

Como mencionado, decidir corretamente sobre o espaço das alternativas contribui à existência de prejuízos, de comportamentos na defensiva, o que produz soluções cegas. Além disso, a capacidade dos seres humanos de julgar um número elevado de alternativas em função de critérios múltiplos é tão limitada que requer métodos formalizados. Por isso recomenda-se o uso de metodologias como apoio na obtenção de preferências

da sociedade. Os métodos de estimação de preferências melhoram a capacidade do decisor de ordenar suas preferências, e aumentam a coerência de suas decisões. De fato, alguns autores concluem que as funções de utilidade obtidas mediante estes métodos formalizados representam geralmente melhor as preferências dos decisores, que quando estas sejam obtidas diretamente através da avaliação das alternativas calculadas a – priori (Hobbs e Horn, 1997; Linares, 1999).

O objetivo de todos os métodos formalizados de estimação de preferências é inferir, direta ou indiretamente, uns pesos que se acerquem do conjunto “real” de preferências do decisor, supondo que este exista. De fato, estes métodos, ao estruturar o tratamento das preferências, contribuem a formá-las de forma coerente nos decisores. Por tanto, os métodos formalizados permitem tomar decisões mais robustas, e combinar as conclusões de distintos participantes, alcançando assim maior nível de consenso nas decisões (Hobbs e Meier, 2000; Saaty, 2000). Por tanto, resulta de grande relevância a eleição do método adequado de estimação de preferências. Para isso, se devem levar em conta vários fatores (Hobbs e Meier, 2000; Saaty, 2000).

- Que seja adequado ao nível de informação requerido aos dados disponíveis,
- Que seja fácil de compreender,
- Que seja fácil de utilizar,
- Que reflita corretamente os juízos de valor dos decisores ou representantes dos setores sociais;
- E que possa incorporar o consenso entre os setores sociais considerados.

Sendo assim, resulta conveniente utilizar métodos em que as preferências dos decisores se estimem não de maneira direta e simultânea, mas mediante a comparação entre grupos reduzidos de atributos, preferivelmente por pares. Para isto, se utilizam as chamadas técnicas indiretas.

Por uma parte, estão as baseadas na teoria neoclássica da utilidade, segundo as quais, os pesos dos critérios devem refletir os intercâmbios que estão dispostos a realizar os decisores entre objetivos. Porém, estes métodos apresentam os inconvenientes: a) requerem a obtenção prévia de um grande numero de soluções eficientes de Pareto, o qual é algo que se pretende evitar com a programação de compromisso, tal como já foi discutido anteriormente ; b) quando se compara sempre com um mesmo critério de referência, tende-se a sobre valorar este; c) são complicados de entender pelos decisores.

Por outra parte, há outras técnicas que partem da base de que os pesos dos critérios devam refletir critérios gerais da importância, juízos de valor entre os critérios (apesar de que não tenham nada que ver com os intercâmbios que estão dispostos a realizar). Desta maneira, argumenta-se que é possível incluir juízos que resultam da intuição e dos sentimentos, ademais dos que resultam da lógica (Saaty, 2000). O inconveniente principal citado em alguns casos é que não consideram a largura de variação dos critérios, que é importante no marco da teoria neoclássica da utilidade para poder realizar uma ponderação válida.

Tratando de combinar as vantagens e desvantagens de ambas abordagens, o método utilizado nesta tese para a estimação das preferências dos decisores, é aquele baseado na comparação em termos de importância dos critérios. O Processo Analítico Hierárquico (AHP), que é complementado com informação sobre as faixas de variação dos critérios. Esta informação se apresenta em forma de matriz de pagamentos e faz com que os decisores não devam tomar as decisões sobre suas preferências “no vazio”, sem que por outra parte seja necessário gerar o conjunto eficiente. Em alguns casos, consegue ajudar os agentes a articular suas preferências conforme descrito no método AHP.

5.4.4. Programação por metas como suporte ao método AHP

Já que será utilizado o método AHP para recolher as preferências de cada um dos agentes através da matriz “A” de comparação par-a-par, tal como foi descrito na seção 5.3.

que este método AHP poderia apresentar o problema da inconsistência. Estas inconsistências impedem a obtenção de alguns pesos “ideais”, não é um defeito por si mesma, mas sim, algo inerente ao comportamento humano, já que reflete as dúvidas, vacilações e sentimentos contraditórios. Portanto, não se pode dizer que o conjunto de pesos que se obteria eliminaria a inconsistência ou estaria mais perto das preferências reais, visto que a consistência das preferências expressadas não está relacionada com sua proximidade das preferências “reais”. Porém, uma inconsistência elevada pode cegar os resultados, sendo assim as preferências expressadas com uma inconsistência elevada não se consi-

deram toleráveis. Para estabelecer qual é este grau de tolerância, mede-se a inconsistência como uma taxa, em comparação ao seu valor máximo.

O métodos de comparação par-a-par, tal como o método AHP usado nesta tese, é uma técnica muito usada para estabelecer a importância relativa de cada um dos objetivos. Seu principal propósito é ajudar a obter o conjunto de pesos (ou o vetor de preferências) associado a cada um dos objetivos. Quando a informação recolhida desde os distintos tomadores de decisão não cumprem com as propriedades de reciprocidade e consistência, então não é possível obter facilmente o vetor de preferências. A programação por metas é uma ferramenta flexível para lidar este tipo de problemas. Nesta tese é usada a programação por metas para: a) obter o vetor de preferências a partir da matriz “A” de comparação par-a-par obtida usando o método AHP; b) Obter o vetor de preferências coletivo a partir de um conjunto de matrizes “A” associadas à preferência de cada setor social obtidas independentemente usando o método AHP.

A) Inferindo pesos desde uma matriz de comparação par-a-par

Considera-se o problema de tomada de decisão com m objetivos. Partindo de que se tem um tomador de decisão que expressa sua preferência usando a escala de Saaty como uma matriz de comparação par-a-par mxm $A = (a_{ij})_{i,j=1,\dots,m}$.

Logo, a tarefa é obter o conjunto de preferências w_1, \dots, w_m associado a cada um dos objetivos. Assumindo que aquela matriz A não cumpre com a propriedade de reciprocidade e consistência. Logo:

$$\frac{w_i}{w_j} \approx a_{ij}, \quad \forall i, j \Rightarrow a_{ij} w_j - w_i \approx 0 \quad (5.11)$$

Usando a aproximação de (5.11) o problema de obter os pesos a partir da matriz de comparação par-a-par pode ser formulado pelo seguinte problema de otimização para uma métrica genérica p :

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } & \left[\sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m |m_{ij} w_j - w_i|^p \right]^{1/p} \\ \text{Sujeito a:} & \\ & \sum_{i=1}^m w_i = 1, \\ & w_i > 0, \quad \forall i. \end{aligned} \tag{5.12}$$

Devido a função objetivo não ser uma função distância real entre a matriz A e o ordem daquela matriz $\left(\frac{w_i}{w_j} \right)_{i,j}$ a solução ótima não poder escalada arbitrariamente- Assim a restrição $\sum_{i=1}^m w_i = 1$ se necessita ser adicionada. Encontra-se que para $p=2$, este método de estimação de preferências pelo método de mínimos quadrados ponderados.

Para $p = \infty$ a função objetivo converte-se na seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \text{Min Max: } & |m_{ij} w_j - w_i| \\ \text{Sujeito a:} & \\ & \sum_{i=1}^m w_i = 1, \\ & w_i > 0, \quad \forall i. \end{aligned} \tag{5.13}$$

Os modelos (5.12) e (5.13) são modelos são difíceis de otimizar. Uma maneira de lidar com este fato é fazer a seguinte mudanças de variáveis:

$$n_{ij} = \frac{1}{2} \left[|m_{ij} w_j - w_i| + (m_{ij} w_j - w_i) \right] \tag{5.14}$$

$$p_{ij} = \frac{1}{2} \left[|m_{ij} w_j - w_i| - (m_{ij} w_j - w_i) \right] \tag{5.15}$$

Os problemas de otimização acima podem ser reduzidos para uma formulação de programação por metas. De fato, baseado em (Romero, 2001), a seguinte expressão representa uma técnica unificada para diferentes métricas ($p \in [1, \infty]$) substituindo o modelo (5.12):

$$\text{Minimizar: } (1-\lambda)D + \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (n_{ij} + p_{ij})$$

Sujeito a:

$$n_{ij}w_j - w_i + n_{ij} - p_{ij} = 0, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad i \neq j \quad (5.16)$$

$$n_{ij} + p_{ij} \leq D, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad i \neq j$$

$$n_{ij} \geq 0, \quad p_{ij} \geq 0, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad i \neq i.$$

$$\lambda \in [0,1] \text{ (parâmetro de controle)}$$

Encontra-se que para $\lambda=1$ tem-se a solução para a métrica $p=1$. Enquanto para a $\lambda=0$ tem-se a solução para a métrica $p=\infty$. Para valores de controle λ pertencentes ao intervalo aberto $(0,1)$, solução para valores intermediários para a métrica p se existirem, são estimados.

Nota-se que as soluções para a métrica $p=1$, (ou $\lambda=1$) que a estrutura dos pesos (vetor de prioridades) que minimiza os desvios agregados associados com o ótimo do sistema de equações (5.11). De outro modo a solução para a métrica $p=\infty$ (ou $\lambda=0$) implica que o vetor de preferências que minimiza o máximo desvio entre os $n(n-1)$ desvios associadas ao sistema de equações (5.11). Para outros valores de controle intermediários que λ podem ser calculados suas correspondentes soluções intermediárias, se estas existirem. Em resumo, uma solução associada a cada valor de λ representa um compromisso entre a solução consenso obtida desde o ponto de vista da maioria com da minoria.

Exemplo: A metodologia apresentada acima é ilustrada com ajuda do exemplo seguinte. Tem-se o seguinte matriz de comparação par-a-par para 4 objetivos (*obj1, obj4, obj3, obj4*). A escala de Saaty foi usada para as avaliações, resultando no seguinte matriz de comparação par-a-par, na qual não é recíproco nem consistente:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 5 & 1/9 & 3 \\ 1/4 & 1 & 3 & 1/3 \\ 2 & 1/2 & 1 & 1/2 \\ 1/3 & 3 & 2 & 1 \end{bmatrix}$$

Para inferir os pesos de importância desde a matriz de comparação par-a-par A , recorre-se ao modelo (5.16). Logo para propósitos apenas de ilustração, se obtém soluções para

$\lambda=1$, $\lambda=0$ e para um valor intermédio de $\lambda=0.20$, tal como é apresentada na Tabela 5-3.

Tabela 5-3. Pesos resultantes e ordenação associados a cada parâmetro de controle λ

Parâmetro de controle λ	Pesos resultantes associados a cada parâmetro de controle λ	Ordenação dos objetivos em função ao seu nível de preferência
$\lambda=0$	$w^0 = [0.132 \quad 0.190 \quad 0.350 \quad 0.330]$	$obj3 > obj4 > obj2 > obj1$
$\lambda=0.20$	$w^{0.20} = [0.150 \quad 0.120 \quad 0.360 \quad 0.370]$	$obj4 > obj3 > obj1 > obj2$
$\lambda=1$	$w^1 = [0.120 \quad 0.160 \quad 0.240 \quad 0.480]$	$obj4 > obj3 > obj2 > obj1$

B) Inferindo pesos agregados desde um conjunto matrizes de comparação par-a-par

Considera-se um problema de tomada de decisão com m objetivos. Porém considera-se que agora se tem um conjunto de matrizes correspondentes obtidas independentemente desde cada um dos tomadores de decisão associadas, por exemplo, a cada um dos setores da sociedade. Logo o que se quer é obter um vetor de preferências agregadas tal que esta represente as preferências de consenso associadas a todos os setores da sociedade. A metodologia usada para este caso é aquela proposta na referência (González-Pachón e Romero, 2007).

Similar ao caso anterior, este caso tem o seguinte sistema de equações:

$$a_{ij}^t w_j - w_i = 0, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad t = 1, \dots, ND \quad (5.17)$$

onde a variável a_{ij}^t representa a estimação das taxas $\frac{w_i}{w_j}$ dados pelos tomadores de decisão t .

Existe dois diferentes fontes o explicações práticas para incompatibilidade de este sistema de equações:

- Estimações feitas por diferentes tomadores de decisão.
- Incompatibilidade entre estimações e o raciocínio dos tomadores de decisão.

Então um modo de lidar com este tipo de incompatibilidades é a correta adaptação do modelo (5.12). De novo a complexidade computacional decorrente do fazer esta adaptação pode ser evitada formulando o seguinte modelo de programação por metas:

$$\text{Minimizar: } (1-\lambda)D + \sum_{d=1}^{Nd} \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (n_{ij}^d + p_{ij}^d)$$

Sujeito a:

$$m_{ij}^d w_j - w_i + n_{ij}^d - p_{ij}^d = 0, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad i \neq j, \quad d \in \{1, \dots, k\}, \quad (5.18)$$

$$\sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m (n_{ij}^d + p_{ij}^d) - D \leq 0, \quad d \in \{1, \dots, k\},$$

$$n_{ij}^d \geq 0, \quad p_{ij}^d \geq 0, \quad i, j = 1, \dots, m, \quad i \neq j, \quad d \in \{1, \dots, k\},$$

$$\lambda \in [0, 1] \text{ (parâmetro de controle)}$$

As explicações e assunções referentes ao parâmetro de controle λ já explicadas no item anterior, também são válidas para este caso.

Exemplo: A metodologia apresentada acima é ilustrada com ajuda do exemplo seguinte. Tem-se as seguintes matrizes de comparação par-a-par para 4 objetivos ($obj1, obj4, obj3, obj4$). A escala de Saaty foi usado para as avaliações, resultando os seguintes matrizes de comparação par-a-par, na qual não são recíproco nem consistentes:

$$A^1 = \begin{bmatrix} 1 & 1/5 & 5 & 3 \\ 3 & 1 & 1/7 & 1/3 \\ 1/5 & 7 & 1 & 1/3 \\ 1/3 & 3 & 3 & 1 \end{bmatrix}, \quad A^2 = \begin{bmatrix} 1 & 3 & 1/3 & 1/3 \\ 1/3 & 1 & 1 & 5 \\ 3 & 1 & 1 & 7 \\ 5 & 1/5 & 1/5 & 1 \end{bmatrix}$$

$$A^3 = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1/2 & 7 \\ 1 & 1 & 1/4 & 5 \\ 2 & 4 & 1 & 8 \\ 1/5 & 1/5 & 1/8 & 1 \end{bmatrix}, \quad A^4 = \begin{bmatrix} 1 & 7 & 7 & 3 \\ 5 & 1 & 1 & 1/5 \\ 1/7 & 1 & 1 & 1/5 \\ 1/3 & 5 & 5 & 1 \end{bmatrix}$$

Para inferir os pesos de importância desde um conjunto matriz de comparação par-a-par A , recorre-se ao modelo (5.18). Logo, para propósitos apenas de ilustração, obtém-se soluções para $\lambda=1$, $\lambda=0$ e para um valor intermédio de $\lambda=0.50$, tal como apresentado na Tabela 5-4.

Tabela 5-4. Pesos resultantes e ordenação associada a cada parâmetro de controle λ .

Parâmetro de controle λ	Pesos resultantes associados a cada parâmetro de controle λ	Ordenação dos objetivos em função ao seu nível de preferência
$\lambda=0$	$w^0 = [0.453 \ 0.184 \ 0.212 \ 0.151]$	$obj1 > obj3 > obj2 > obj4$
$\lambda=0.50$	$w^{0.50} = [0.486 \ 0.162 \ 0.216 \ 0.136]$	$obj1 > obj3 > obj2 > obj4$
$\lambda=1$	$w^1 = [0.536 \ 0.179 \ 0.179 \ 0.106]$	$obj1 > obj2 > obj3 > obj4$

5.5. Considerações Finais

Neste Capítulo foi apresentado um processo metodológico para ligar problemas de otimização multiobjetivo. A abordagem é baseada em na teoria da programação de compromisso. A vantagem é a sua robustez computacional pois não se precisa encontrar todas as soluções eficientes de Pareto.

O capítulo a seguir apresenta o modelo de expansão de longo prazo de sistemas de geração, o modelo MESEDES, como já foi mencionado, este modelo é um problema de otimização multiobjetivo.

Capítulo 6

Planejamento da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica Considerando Critérios de Desenvolvimento Eletro-Energético Sustentável: Um Modelo Multiobjetivo

6.1. Introdução

Este capítulo aborda o problema de planejamento de expansão de longo prazo de sistemas de geração e troncos de interligação de energia elétrica considerando múltiplos objetivos ligados às questões da sustentabilidade energética (econômicas, sócio-ambientais e de eficiência energética). O modelo sugerido é denominado de MESEDES-Modelo de Expansão de Sistemas de Energia Elétrica Considerando Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável..

Nesta parte do trabalho, para o modelo MESEDES, não é considerada a rede de gás natural, pois incorporam-se outros objetivos, e restrições que adicionadas ao sistema do gás natural tornaria o problema muito complexo. Entretanto, pode-se afirmar que o

setor gás natural tem pouco impacto nos resultados, pois as restrições de suprimento e transporte do gás natural são incorporadas no modelo elétrico. Este impacto pode ser em maior ou menor grau dependendo do nível de participação da geração térmica a gás natural e da forma como a rede de gás está construída. Se a rede de gás está fortemente malhada e interconectada a sua representação torna-se imprescindível.

Neste trabalho assume-se que os parâmetros das usinas termelétricas a gás natural consideram esta externalidade através de seus limites de produção, seu custo fixo e variável. Uma forma mais aprimorada seria usar a saída de modelo MESEGAS como entrada para o modelo MESEDES realizando posteriormente um processo iterativo.

6.2. Pressupostos iniciais

O setor de energia está enfrentando um enorme desafio: encontrar um caminho de sustentabilidade econômica, ambiental e social em todo o mundo. Durante a recente década tem aumentado a necessidade do desenvolvimento energético sustentável a nível nacional e internacional. Assim, a necessidade de aprimoramentos no processo de planejamento energético e a elaboração de políticas energéticas têm atraído a atenção dos pesquisadores e da sociedade em geral. Neste contexto, pesquisas com objetivos de apoiar o processo de formulação e análise do planejamento energético visando um desenvolvimento sustentável se tornou uma necessidade universal da sociedade em geral. Isto engloba os representantes desta sociedade, ou seja, governos e políticos, assim como as organizações públicas, tais como o ministério de minas e energia entre outros (Pérez-Arriaga, 2007b, 2008; Pérez-Arriaga e Linares, 2008).

Vários estudos, usando diferentes abordagens e perspectivas, realizadas por instituições confiáveis, tais como o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC⁹) (Ipcc, 2007) e a agência internacional de energia (IEA¹⁰) (Iea, 2007) comparti-

⁹ Do ingles IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*.

¹⁰ Do ingles IEA: *International Energy Agency*.

lham a conclusão de que o modelo energético mundial, especialmente dos países desenvolvidos é insustentável sob o ponto de vista econômico, social e ambiental. Considerando-se o crescimento econômico atual, tanto o acesso universal à energia, como o impacto ambiental são prejudicados. Existe um amplo consenso sobre os desafios da sustentabilidade do atual modelo energético e sobre as estratégias gerais necessárias para enfrentar estes desafios (Ipcc, 2007; Pérez-Arriaga, 2008). Os principais problemas no modelo atual do setor eletro-energético são: (a) o acesso universal à eletricidade; (b) a eficiência energética e a conservação de energia; (c) Emissões de gases com efeito de estufa (mudança global do clima); poluição do meio ambiente; (d) segurança do suprimento eletro-energético.

Tradicionalmente, o planejamento da expansão de infra-estruturas de geração e transmissão de energia elétrica (TGEP) consiste na determinação de quais, onde e quando, novas instalações de geração/transmissão devem ser construídas ao longo de um horizonte de planejamento. Tal como já foi amplamente descrito no capítulo 2, o objetivo principal do TGEP é minimizar o total de investimento e custos operacionais, a fim de suprir a procura de energia elétrica sujeito a um conjunto de restrições e critérios técnicos e operacionais.

Em alguns países, como o Brasil, o planejamento da expansão da geração de eletricidade e de transmissão é feito em um planejamento centralizado, seja este num modo indicativo ou determinativo. Por outro lado, em muitos outros países esta expansão é um resultado dos sinais econômicos decorrentes de uma concorrência entre os agentes do mercado. No entanto, é sabido que o resultado do planejamento baseado em mercado e centralizado são as mesmas sob suposições e condições de um mercado de concorrência perfeita, pois ambas tem como objetivo maximizar o bem-estar social. Além disso, a referência (Pérez-Arriaga e Linares, 2008) argumenta que, embora os mercados sejam instrumentos suficientes para conseguir uma alocação eficiente dos recursos e para promover a iniciativa privada, a solução do desafio da sustentabilidade não pode ser deixada exclusivamente às forças do mercado, e exige outros instrumentos complementares, entre os quais destaca-se o planejamento energético indicativo que deve ser feito pelos governos.

O planejamento da operação e expansão de sistemas energéticos de grande escala considerando a produção e consumo de vários setores energéticos¹¹ é atualmente dominado por modelos *botton-up* tais como o modelo MARKAL/TIMES¹² (Loulou, Goldstein *et al.*, 2007), ou o modelo MESSAGE¹³ (Messner e Strubegger, 2001) e outros modelos similares. Estes modelos são usados como ferramenta computacional para efetuar e estudar o planejamento energético considerando as interações entre vários sistemas energéticos, o setor econômico e inclusive considerando questões ambientais. No entanto, nenhum deles foi desenhado para ilustrar os efeitos que os diferentes sistemas de transporte de energia têm no processo de planejamento energético. Além disso, nenhum deles lida num contexto multiobjetivo (Bakken, Skjelbred *et al.*, 2007b; Heinrich, Howells *et al.*, 2007).

Na literatura, pode-se encontrar uma variedade de modelos que tratam o planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de geração. No Capítulo 2 foi apresentada uma extensa revisão da literatura sobre modelos computacionais de expansão de longo prazo de sistemas de geração num modo clássico. Na maior parte desses modelos é considerada a minimização dos custos de investimento e de operação.

A crescente conscientização sócio-ambiental e o aparente conflito entre os objetivos econômicos e ambientais foi a principal motivação para que os planejadores do setor energético nos anos 80 iniciassem a utilizar metodologias de tomada de decisão com múltiplos objetivos (MCDM¹⁴). A referência (Diakoulaki, Antunes *et al.*, 2005) apre-

¹¹ Vários setores energéticos tais como o setor gás natural, eletricidade, etc. Na literatura este é conhecido como *multiple energy carriers*.

¹² MARKAL/TIMES: Market Allocation, TIMES: The Integrated MARKAL-EFOM System.

¹³ MESSAGE: Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact.

¹⁴ Em inglês *multiple-criteria decision-making-MCDM*.

senta uma revisão da literatura e levantamento sobre o uso MCDM no tema de planejamento energético. O planejamento energético sob a ajuda ou suporte da MCDM permite que os agentes tomem decisões satisfatórias em problemas com objetivos conflitantes, buscando soluções de compromisso entre os diferentes objetivos, tal como descrito no capítulo 6 (seis) desta tese. Na literatura, foram propostos modelos de otimização multiobjetivo robustos e interessantes a fim de integrar efetivamente as considerações ambientais no planejamento da expansão de sistemas de geração, como: (Vladimir, Guenter *et al.*, 1999; Linares e Romero, 2000; Voropai e Ivanova, 2002; Antunes, Martin *et al.*, 2004; Mavrotas e Diakoulaki, 2005; Meza, Yildirim *et al.*, 2007).

6.3. Aspectos gerais do modelo MESEDES

O modelo MESEDES proposto difere dos modelos constantes nas referências acima, principalmente nas seguintes considerações:

- O modelo proposto considera 3(três) objetivos no processo de planejamento de expansão de sistemas de geração multiárea. Estes objetivos são de naturezas conflitantes:

(a) Minimização de custos:

i) Custos de investimento e operação,

ii) Custos dos projetos de programas de eficiência energética;

iii) Custos de investimentos em projetos tecnológicos de captura de carbono, no âmbito das políticas de abatimento de gases de efeito estufa da União Européia -UE-ETS.

(b) Minimização de gases de efeito estufa das usinas geradoras de energia elétrica

(c) Maximização da diversificação energética com o intuito de melhorar a segurança no suprimento de energia elétrica de longo prazo.

As infra-estruturas de eletricidade de produção e transporte de energia elétrica são modeladas em modo multiárea e multiestágio resultando em um modelo de otimização de inteiro-mista de grande porte.

6.4. Nomenclatura

A maioria dos índices, variáveis e parâmetros usados neste capítulo já foram definidos e descritos em detalhes nos capítulos anteriores. Para facilitar a leitura, estas são apresentadas novamente aqui, juntamente com outros índices, variáveis e parâmetros que serão considerados neste capítulo.

6.4.1. Índices e conjuntos

A definição dos índices e conjuntos serve para simplificar e organizar a notação dos parâmetros, variáveis e equações.

i	Índice de subsistemas ou áreas.
j	Índice para infra-estruturas. Neste índice considera-se tanto as infra-estruturas projetadas como as existentes.
t	Índice para períodos. Que será definido em alguma unidade, tais como meses, anos ou bianual, etc.
s	Índice para patamar de carga. Em unidade de horas (h),
k	Índice para o tipo geração de energia elétrica em função ao tipo de fonte combustível que usa.
I	Número total de subsistemas.
T	Número total de períodos.
S	Número total de patamares de carga.
K	Numero total de tipos de geração existentes no sistema.
J_i^{FE}	Conjunto de troncos de interligação que conectam ao subsistema i .
J_i^{UTE}	Conjunto de usinas não – hidrelétricas (termelétricas, eólicas, etc.) no subsistema i .

- J_i^{UHE} Conjunto de usinas hidrelétricas no subsistema i
- J_i^E Conjunto de usinas de geração no subsistema i . $J_i^E \in J_i^{UTE \cup UHE}$.
- J_i^{DSM} Conjunto de projetos de DSM no subsistema i .
- J^k Conjunto de usinas geradoras que usam combustível tipo k .

6.4.2. Parâmetros

A definição do nível adequado de detalhamento do sistema é importante para que o modelo seja coerente com a realidade sem, para isso, aumentar sua complexidade demasiadamente. Após a definição de cada parâmetro, serão feitas as explicações seu entendimento quando for necessário.

- r Taxa de desconto (%).
- $\varphi e_{i,j}^t$ Custo unitário de produção da usina de geração j do subsistema i no período t , em $US\$/MWh$.
- $\sigma e_{j,i}$ Fator de perda de intercambio que conecta os subsistemas i e j no período t em (%)
- $f e_{i,j}^{\min}$ Limite mínimo e máximo respectivamente, de intercâmbio que conecta os subsistemas i e j em MW .
- $f e_{i,j}^{\max}$
- $\Phi_{i,s}^t$ Duração do patamar de carga s , do subsistema i em horas (h)
- Φ_i^t Duração do período t do subsistema i em horas (h). $\Phi_i^t = \sum_{s=1}^S \Phi_s^t$
- $DE_{i,s}^t$ Demanda de potência a ser atendida no subsistema i , patamar s e período t em MW .

$pe_{i,j}^{\min}$	Potência mínima e máxima, capaz de produzir a usina de geração j , no subsistema i em MW.
$pe_{i,j}^{\max}$	
$\widetilde{Eh}_{i,j}^t$	Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo t considerado sob condições críticas em MWh.
$\widetilde{\rho e}_{i,j}^t$	Fator de participação ou capacidade da usina não-hidrelétrica j do subsistema i , no período t , em (%).
$rf_{i,j,s}$	Fator de efeito rebote do programa de GLD ¹⁵ j do subsistema i no período t , e patamar s em (%).
$dms_{i,j}^{\max}$	Potencial bruto de eficiência energética do programa de GLD j do subsistema i em MW.
$dms_{i,j}$	Potencial líquido de eficiência energética do programa de GLD j do subsistema i em MW.
$ef_{i,j}$	Fator de emissão direta de CO ₂ -eq da usina de geração j do subsistema i em ton CO ₂ -eq (toneladas de CO ₂ -eq).
$efl_{i,j}^t$	Fator de emissão indireto de CO ₂ -eq da usina de geração j do subsistema i em ton CO ₂ -eq (toneladas de CO ₂ -eq).
ω_k	Peso preferencial correspondente à fonte energética tipo k usada para a diversificação energética.
w_m	Peso preferencial correspondente ao objetivo m .
$emall_{i,j,s}^t$	Permissão de emissão de GEE da usina j , no subsistema i e patamar s do período t .
L_∞	Uma solução extrema oposta a L_1 do conjunto solução de compromisso implicando máxima equidade.
L_1	Uma solução extrema oposta a L_∞ do conjunto solução de compromisso implicando máxima eficiência.

¹⁵ GLD: Gerenciamento Pelo lado da Demanda ou DSM: *Demanda Side Managment*. Em esta tese, ambas abreviaturas são usadas indistintamente.

λ	Parâmetro que toma valores entre $0 < \lambda < 1$, pra obter soluções de compromisso intermédias entre L_∞ e L_1 .
$f_m(\vec{x}^*)$	valor ideal do objetivo m.
$f_m(\vec{x}_*)$	valor anti-ideal do objetivo m.
$\tau_{i,j}$	Tempo de vida útil da infra-estrutura de geração ou interligação j do subsistema i em anos.
$\phi e_{i,j}^t$	Custo anual equivalente de investimento do projeto de usina de geração incluindo os custos fixos de operação e manutenção j do subsistema i no período t , em dólares americanos (US\$).
$\alpha e_{i,j}^t$	Custo anual equivalente de investimento incluindo os custos fixos de operação e manutenção do intercâmbio os subsistemas i e j no período t em (US\$).
$penc_{i,j}^t$	Custo ou penalidade pelo excesso de suas emissões a ser pago por um gerador j do subsistema i no período t em US\$/tonCO2-eq.
$qc_{i,j,s}^t$	

6.4.3. Variáveis

Nesta subseção, são apresentadas as variáveis principais e as variáveis auxiliares que são utilizadas no processo de planejamento da expansão.

$xe_{i,j}^t$	Estado <i>on/off</i> da usina de geração j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que o projeto é selecionado para ser construído até o tempo de vida do projeto e zero no caso inverso.
$xf e_{i,j}^t$	Estado <i>on/off</i> do intercâmbio que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1 desde o período em que o projeto é selecionado para ser construído até o tempo de vida do projeto, e zero no caso inverso.
$xdsm_{i,j}^t$	Estado <i>on/off</i> do programa de conservação de energia elétrica j no sub-

- sistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1(um) desde o período em que o projeto é selecionado para ser construído até o tempo de vida do projeto e zero no caso inverso.
- $xc_{i,j}^t$ Estado *on/off* da tecnologia de captura de CO2 para a usina de geração de energia elétrica j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1(um) desde o período em que o projeto é selecionado para ser construído até o tempo de vida do projeto e zero no caso inverso.
- $ye_{i,j}^t$ Variável auxiliar para determinar estado (*on/off*) da usina de geração j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1(um) se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.
- $yfe_{i,j}^t$ Variável auxiliar para o estado (*on/off*) do projeto de gasoduto que conecta os subsistemas i e j no período t . Esta variável toma o valor de 1(um) se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.
- $ydsm_{i,j}^t$ Variável auxiliar para determinar estado (*on/off*) do programa de conservação de energia elétrica j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1(um) se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.
- $yc_{i,j}^t$ Variável auxiliar para o estado (*on/off*) da tecnologia de captura de CO2 j no subsistema i durante cada período t . Esta variável toma o valor de 1(um) se o projeto é selecionado a ser construído e zero no caso inverso.
- $pe_{i,j,s}^t$ Produção de energia elétrica na usina j no subsistema i , no período t , e patamar s em MWh.
- $qc_{i,j,s}^t$ Quantidade de CO2-eq capturado na usina j no subsistema i , no período t , e patamar s em tonCO2-eq.

$\nu c_{i,j,s}^t$	Excesso de emissão de CO ₂ -eq da usinas j no subsistema i , no período t , e patamar s em tonCO ₂ -eq.
$fe_{i,j,s}^t$	Intercâmbio de energia elétrica entre os subsistemas i e j no período t e patamar s em MWh.
α_t	Variável que representa o nível de diversificação energética no período t medido em MWh.
D	Variável de máximo desvio da solução de compromisso para L_∞ .

6.5. Alguns critérios de desenvolvimento eletro-energético sustentável

Os principais pressupostos dos modelos energéticos atuais são (Pérez-Arriaga e Linares, 2008):

(a) O acesso universal ao serviço de energia elétrica a preços módicos é um pré-requisito indispensável para a manutenção e o desenvolvimento da nossa civilização. A sua ausência condena as pessoas a ficarem na pobreza e subdesenvolvimento.

(b) O desenvolvimento econômico é excessivamente atrelado ao crescimento da procura energética. Porém, há ainda um reduzido nível de utilização do potencial existente para a eficiência energética.

(c) A utilização maciça de combustíveis fósseis é a principal fonte de gases de efeito estufa, cujo forte e contínuo aumento é um dos principais motores da mudança climática. Esta mudança provoca uma série de impactos negativos na economia, sociedade e no meio ambiente e conseqüentemente, catastróficos impactos na vida dos próprios seres vivos.

(d) Em muitos países do mundo, especialmente na Europa, existe uma crescente dependência das importações de energia que ameaça a segurança do abastecimento. A esta é

adicionada à incerteza sobre a disponibilidade de longa duração, confiável e barata de recursos energéticos.

A complexidade destes problemas e as inter-relações mútuas entre eles mostram a impossibilidade de realizar uma análise de longo prazo do setor da energia nos países ou regiões sem tomar em conta a todos eles simultaneamente, a partir de uma perspectiva global.

Sendo assim, há uma grande necessidade de promover e por em prática um desenvolvimento energético sustentável com modelos computacionais para simular o planejamento no qual considerem os critérios sustentabilidade. Este trabalho tenta dar um passo nesta direção.

6.6. Problema de minimização dos custos de investimentos e operação de sistemas de geração

Similarmente ao caso de planejamento integrado de gás e eletricidade, neste caso também é considerado o valor presente do custo de investimento (calculado como a parcela anualizada) e operação do sistema de geração e troncos de interligação de energia elétrica. Assim como também o custo de investimento das interligações de energia elétrica na qual interconectam os subsistemas. Este tema já foi amplamente descrito no capítulo 3(três). Nesta seção apenas limita-se a reformular esta função objetivo.

O custo de déficit de energia elétrica não é considerado neste caso multiobjetivo, devido a que, neste caso ao se otimizar um objetivo que não seja custos, por exemplo emissões de gases de efeito estufa, a demanda seria “atendida” apenas por geradores fictícios que emulam déficit de suprimento de energia elétrica. Dado que o objetivo é minimizar CO₂, este tendera a usar esses geradores fictícios que não emitem gases de efeito estufa. Por isso, neste caso não é permitido um déficit de energia elétrica no horizonte de planejamento. Este também se justifica pelo fato de o modelo lidar com o planejamento num contexto determinístico, pelo que não se pode permitir que exista déficit (Pérez-Arriaga e Linares, 2007). Fazendo isto implicitamente se está considerando o planejamento da expansão de sistemas de geração para, por exemplo, um cenário hidrológico crítico onde não é aceito o déficit.

O custo de investimento e operação é formulado como:

$$Cost_{-1} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E}} \phi e_{i,j}^t x e_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in \Omega_i^{FE}}} \alpha e_{i,j}^t x f e_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1,\dots,S}} \phi e_{i,j}^t p e_{i,j,s}^t \right] \quad (6.1)$$

6.7. Minimização dos custos de investimentos de projetos de eficiência energética

A busca pela produtividade energética muitas vezes gera turbulências no mercado financeiro - crises do petróleo e, seguidamente, entra em conflito com a necessidade de preservar o meio ambiente. O conceito de conservação de energia surgiu dessa preocupação que preconizava, basicamente, ações voltadas para uma utilização mais racional dos recursos disponíveis, visando evitar desperdícios. Este conceito acabou evoluindo, tornou-se mais dinâmico e recebeu o nome de eficiência energética. Este conceito está associado ao crescimento econômico, à produtividade, à proteção do meio ambiente e ao desenvolvimento sustentável, que visa garantir o atendimento das necessidades atuais das sociedades sem comprometer a capacidade das gerações futuras de atenderem as suas necessidades. As ações de eficiência energética buscam otimizar a utilização da energia associada a uma atividade, contribuindo assim para a redução dos gastos com este insumo. Essas ações, além de trazerem benefícios diretos para o usuário, trazem também grandes benefícios para as sociedades, pois promovem um alívio para os sistemas de suprimento de energia, contribuindo assim para reduzir os riscos de um racionamento de energia. Além disso, há uma contribuição para a preservação do meio ambiente, pois essas ações reduzem a emissão para a atmosfera de gás carbônico e outros, que agravam o efeito estufa.

Grande parte das medidas de eficiência energética atualmente adotadas no mundo, tem caráter voluntário e aplicadas desde a década de setenta por conta dos choques dos

preços do petróleo em 1973 e 1979. Naquela época, predominaram medidas visando conscientizar os consumidores sobre o uso eficiente da energia; concessão de incentivos fiscais, facilidades creditícias e descontos tarifários para a aquisição de equipamentos e instalações mais eficientes; incentivos para a substituição de derivados de petróleo; e investimentos substanciais para projetos de pesquisa e desenvolvimento envolvendo equipamentos eficientes.

Na década de oitenta surgiram em inúmeros países, os programas de Gerenciamento do Lado da Demanda (GLD¹⁶), envolvendo medidas de otimização da gestão energética; o Planejamento Integrado de Recursos (PIR), que considera novos programas de eficiência energética competindo com as alternativas disponíveis de expansão da oferta (EUA, Canadá e a Dinamarca); métodos de regulação tarifária por incentivos (EUA), que visam compartilhar, entre concessionárias monopolistas e seus consumidores, eventuais benefícios associados à melhora no desempenho econômico destas concessionárias (ex: “*revenue cap*”); legislações estabelecendo níveis mínimos de eficiência energética obrigatórios para equipamentos, veículos e prédios, na esteira de bem sucedidos programas de etiquetagem.

Na atual década, verifica-se a expansão do uso de leilões, que se iniciou na década anterior, nos mercados atacadistas de energia elétrica e de gás natural. Leilões também começam a ser utilizados para implantar novos programas de eficiência energética. Leilões pela demanda, como são conhecidos nos EUA, envolvem, em geral, ofertas de projetos de eficiência energética, notadamente programas de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, e/ou mesmo de administração de cortes de energia, propostos e implementados por clientes dos setores comerciais e industriais de empresas concessionárias, em alguns casos via de empresas prestadoras de serviços de energia (ESCOs).

Grande parte das medidas de fomento a ações de conservação de energia e gestão de carga também foram implantadas no Brasil, algumas com características diferentes de forma e tempo, relativamente aos países desenvolvidos. A consistência dos seus programas nacionais, a abordagem combinando adesões voluntárias com a legislação com-

¹⁶ Em inglês DSM: Demand Side Management.

pulsória, a ancoragem proporcionada pelos recursos decorrentes das receitas das concessionárias colocam o Brasil em destaque no que diz respeito a programas de eficiência energética (Brasil, 2007).

O governo brasileiro optou por empresas estatais – Eletrobrás e Petrobrás – para executar os dois programas nacionais de conservação de energia e a agência reguladora ANEEL, por exemplo, para supervisionar o Programa de Eficiência Energética - PEE (Lei n. 9.991/01), executado pelas concessionárias distribuidoras de eletricidade no País. A etiquetagem de equipamentos, cuja coordenação cabe ao INMETRO, constitui-se em outro vigoroso instrumento de que o Brasil faz uso para a promoção da eficiência energética.

O fomento à inserção de lâmpadas eficientes na iluminação pública tem sido um sucesso tanto no PROCEL como no PEE. No entanto, 89% da economia de energia elétrica, estimada pelo PROCEL em 2005, foi atribuída à etiquetagem de equipamentos elétricos, no âmbito do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE - INMETRO) e ao Selo PROCEL (Eletrobrás/PROCEL, 2006), o que pavimentou o terreno para a viabilização da Lei de Eficiência Energética, que trata do estabelecimento de níveis mínimos de eficiência compulsórios para equipamentos e edificações.

No âmbito do PEE, verifica-se a predominância dos investimentos, nos primeiros ciclos, na redução de perdas técnicas nas redes de distribuição, em lâmpadas eficientes em redes de iluminação pública e na realização de diagnósticos energéticos em instalações industriais, comerciais e de serviços. Nas décadas mais recentes, observou-se o forte crescimento de ações de otimização da gestão energética, freqüentemente envolvendo parcerias com ESCOs, em indústrias e estabelecimentos comerciais e de prestação de serviços.

Para se ampliar substancialmente o papel e a contribuição dos programas de eficiência energética no Brasil é necessário consolidar as estratégias operacionais vigentes que estão produzindo bons resultados e criar novas estratégias, com vistas a considerar alguns destes programas como alternativas confiáveis e relevantes às opções de ampliação da oferta de energéticos, no planejamento da expansão do setor energético nacional.

Em que pese o fato do Brasil ser referência internacional no que concerne aos programas de eficiência energética, os investimentos em eficiência energética feitos até hoje no país, são marginais frente aos investimentos alocados nas opções disponíveis de aumento da oferta de energia. Adicionalmente, o monitoramento e a verificação de resultados têm sido instrumentos pouco frequentes, mas que evoluíram significativamente em anos recentes. Esses fatos mostram que o tema eficiência energética ainda não estava tendo o destaque que atualmente se impõe nas discussões do planejamento energético (Brasil, 2007).

A segurança no suprimento, a qualidade do energético e a redução de impactos no meio ambiente são fatores que se somam aos ganhos econômicos decorrentes da substituição adequada de fontes de energia para um determinado uso final. Algumas substituições implicam ganhos sistêmicos de eficiência, como é o caso da troca dos chuveiros elétricos por aquecedores solares ou a gás natural, ou ainda, em maior porte, a implantação de unidades de cogeração em substituição a unidades separadas de produção de eletricidade e calor.

Na atualidade tem-se um interessante contexto, seja pela dinâmica do setor energético, seja pelas mudanças institucionais e climáticas, a configurar uma gama de oportunidades para que o uso racional da energia seja buscado de forma integrada e complementar - desde os recursos primários, até sua conversão pelo consumidor final. Neste contexto o desenvolvimento de modelos computacionais para a internalização dos aspectos socioeconômicos das opções de programas de Gerenciamento do Lado da Demanda dentro de modelos de expansão de longo prazo de sistema de geração é muito importante. Esta subseção tenta traduzir estas implementações de GLD no modelo computacional de planejamento da expansão.

Na modelagem computacional, a consideração do potencial de eficiência energética (EE) de um determinado programa de GLD pode variar de acordo com cada analista e critérios utilizados. A cada novo preço de energia novos potenciais “watts” aparecem, assim como novas reservas são contabilizadas.

Estimativas do potencial de EE implicam em considerações complexas sobre o comportamento do consumidor, do mercado, desempenho e evolução de tecnologias ao

longo do tempo, e, principalmente da existência de políticas públicas para transformar o mercado de energia. Estas dependem em grande parte dos investimentos que serão disponibilizados, preços de energia, liderança e coordenação de políticas públicas.

Uma questão é a consideração de um efeito importante cujo fator mede o real potencial de um EE de um determinado de GLD . Este efeito é chamado “efeito rebote”.

Sempre que se discute sobre políticas de eficiência energética há um tema recorrente: o efeito rebote e seu impacto. O efeito rebote é aquele pelo qual, ante uma melhora na eficiência energética, o consumo energético global não diminui proporcionalmente a esta melhora, ao contrario do que se espera. Então, o fator de efeito rebote mede de alguma forma a diferença entre a conservação de energia e eficiência energética.

Há três razões para o efeito rebote, e essas são normalmente utilizadas para categorizar os seus três tipos:

- **Direto, ou o efeito de preço:** quando se melhora a eficiência energética de um produto ou processo, o que se esta fazendo implicitamente é baixar o custo de seu uso, o seu preço líquido. Em geral, a redução no custo de um produto implica em um aumento de consumo do mesmo. Portanto, uma redução no preço líquido de energia pode aumentar o seu consumo.
- **Indiretos, ou efeito renda:** Se o preço líquido do uso da energia diminui (através da melhoria na eficiência), e não se consome mais energia (porque o nosso consumo é muito inelástico). Logo, gasta-se menos dinheiro do orçamento sobrando dinheiro para outros consumos que por sua vez consomem energia. Novamente, o aumento da eficiência pode levar a um maior consumo de energia.

Assim, existem razões objetivas para esperar um efeito rebote para ações que visam melhorar a eficiência energética. A magnitude do efeito rebote depende, portanto, da elasticidade preço demanda e renda demanda, assim como de possível substituição de combustível, ou as relações produtivas na economia. Assim, embora em teoria sempre se pudesse esperar um certo efeito rebote, na prática, existem situações em que é significativo e outras não.

De fato, as estimativas feitas por muitos pesquisadores apontam para valores muito diversos. Alguns trabalhos tentam calcular este efeito e chegaram a conclusão de que geralmente este efeito chega entre 15 e 30% para o setor energético. Os valores específicos dependem de muitos fatores tais como os socioeconômicos, do tipo de eficiência energética, etc. Não é o objetivo deste trabalho calcular estes fatores mas utilizar os resultados destas pesquisas como (Greening, Greene *et al.*, 2000; Sorrell, 2007; Herring, 2008) e (Geller, Harrington *et al.*, 2006).

Esforços iniciais foram feitos na internalização dos programas de GLD dentro por planejamento da expansão de sistemas de geração, nas seguintes referencias:(Hobbs, 1995; Antunes, Martin *et al.*, 2004; Shrestha e Marpaung, 2005).

Nesta trabalho um determinado programa de GDL é modelado como uma unidade geradora equivalente. O custo de investimentos anualizado do conjunto de programas de GLD considerados no planejamento da expansão de sistemas de geração é modelado como:

$$Cost - 2 = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} \left[\sum_{\substack{i=1, \dots, I \\ \forall j \in J_i^{DSM}}} \omega_{i,j}^t x dsm_{i,j}^t \right] \quad (6.2)$$

Onde o potencial líquido de conservação de energia elétrica de um programa de GLD é formulado como:

$$dms_{i,j,s}^t = (\tilde{\rho}_{i,j}^t r f_{i,j,s} dms_{i,j}^{\max} \Phi_{i,s}^t) x dsm_{i,j}^t \quad (6.3)$$

Portanto, o potencial neto de eficiência energética ($dms_{i,j,s}^t$) do programa de GLD j do subsistema i , no período t e patamar s em MWh é calculada é calculada em função de seu potencial bruto ($dms_{i,j}^{\max}$) em MW, multiplicado pelo seu fator de

rebote ($r_{i,j,s}^t$), por seu fator de participação ($\widetilde{\rho}_{i,j}^t$) e pela duração do patamar s no período t ($\Phi_{i,s}^t$).

6.8. Minimização das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) das usinas de geração

No Capítulo 5 foram discutidas as questões relacionadas a impactos ambientais e especificamente de GEE. Esta seção focaliza a modelagem de GEE das usinas de geração dentro dos modelos de planejamento de sistemas de geração.

Em muitos trabalhos já foi considerada a inclusão de GEE dentro de planejamento de expansão, como por exemplo: (Vladimir, Guenter *et al.*, 1999; Linares e Romero, 2000; Voropai e Ivanova, 2002; Antunes, Martin *et al.*, 2004; Mavrotas e Diakoulaki, 2005; Meza, Yildirim *et al.*, 2007). No entanto, nenhuma deles considera as emissões de GEE durante todo seu ciclo de vida das usinas geradoras de energia elétrica, seja esta a partir de fontes fósseis ou fontes alternativas ou ainda, GEE de grandes usinas hidrelétricas. Este trabalho tenta preencher este vazio.

Considerar os GEE durante todo o ciclo de vida das usinas de geração de energia elétrica dentro dos modelos de expansão é uma modelagem mais realista. Caso contrário, os valores dos GEE dependendo do tipo de tecnologia, podem vir a ser subestimados.

Analisando a montante e a jusante dos processos e os seus associados às emissões de GEE, que se colocam a montante e a jusante da usina (ou seja, geração de eletricidade fase), é importante. Caso contrário, as emissões de GEE resultantes da geração de eletricidade as várias opções de combustível estão subestimadas (Ipcc, 2007), (Daniel Weisser, 2007). Assim, a contribuição deste trabalho neste tópico, que diz respeito a outros trabalhos, é formular as GEEE de ciclo de vida de usinas geradoras como uma função objetivo do processo de planejamento de sistemas de geração.

6.8.1. Ciclo de vida de usinas de geração e gases de efeito estufa

Análise de Ciclo de Vida (ACV) é uma técnica que recentemente vem sendo desenvolvida e muito utilizada para calcular os fatores de emissão de GEE sejam das usinas geradoras como de outros processos industriais. A ACV é uma técnica da gestão ambiental que avalia os efeitos de um produto sobre o meio ambiente, ao longo de todo o seu ciclo de vida. O cálculo dos fatores de emissão durante o ciclo de vida de uma usina de geração, é um tema amplamente complexo e ainda em desenvolvimento, pois depende de muitos fatores tais como, por exemplo, do tipo de combustível e tecnologia que a usina usa e a sua localização. Isto é, tenta-se medir as emissões de GEE desde o processo de extração da fonte do combustível, o seu transporte, durante a operação da mesma até o seu desmantelamento, entre outros processos. Não é o escopo deste trabalho calcular os fatores de emissão de ciclo de vida. Neste trabalho assume-se que se tem disponível na base de dados os fatores de emissão do ciclo de vida ou usar fatores de emissões de ciclo de vida referenciais já publicados na literatura. Porém, nesta subseção é feita uma breve revisão literária dos fatores de emissão de ciclo de vida e uma discussão da importância de sua consideração dentro do processo e planejamento da expansão.

Nesta tese se usa o termo de emissão direta de uma usina de geração, aquela montante de emissão de GEE o qual é diretamente proporcional a seu fator de emissão multiplicado pela energia elétrica que a usina está gerando num determinado patamar de um período.

Contrariamente, nesta tese é usado o termo de emissão indireta de uma usina de geração num determinado período, a aquela montante de emissão de GEE que não depende da quantidade que está despachando. Esta emissão de GEE indireta depende de outros fatores ou características de uma determinada usina. Por exemplo, a emissão indireta pode ser a soma da montante de emissão de GEE durante o período de construção, processo de fabricação de seus equipamentos, e durante o processo de produção e transporte de sua fonte energética.

A referência (Daniel Weisser, 2007) fornece uma revisão e discussão de fatores de emissão de usinas geradoras de energia elétrica. Segundo esta referência as emissões indiretas de GEE das usinas de geração que usam combustíveis fósseis, podem chegar

até 25% da sua emissão direta, isto é que o 75% da sua emissão de GEE de ciclo de vida é proveniente da queima de combustível usada a geração de energia elétrica. Enquanto para as usinas nucleares e usinas que usam fontes renováveis, esta montante de emissão indireta de GEE pode chegar até 90% da sua emissão total de GEE de ciclo de vida. Ou seja, a emissão direta de GEE representaria apenas até 10% da sua emissão total GEE de ciclo de vida.

Uma questão muito importante que também ainda não é considerada dentro dos modelos de planejamento é a emissão de GEE por parte de usinas hidroelétricas que a princípio se dizia que não emitiam GEE. A intensidade do impacto no aquecimento global deste tipo de usinas é atualmente uma discussão aberta e muito polêmica. Porém, sua modelagem para internalização dentro dos modelos de planejamento da expansão é muito relevante, principalmente em países com sistemas com predominância hidroelétrica, como é o caso do Brasil. Este tema foi amplamente discutido no Capítulo 5 (cinco).

6.8.2. Consideração de GEE no ciclo de vida de usinas no modelo de planejamento

A formulação da emissão de GEE de ciclo de vida (GEECV) decorrentes das usinas de geração elétrica é feita como a seguir:

$$\text{GEECV} = \sum_{t=1}^T \left[\sum_{\substack{i=1, \dots, I \\ \forall j \in J_i^E}} \text{eff}_{i,j}^t \text{pe}_{i,j}^{\max} \Phi_i^t x e_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1, \dots, I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1, \dots, S}} \text{ef}_{i,j}^t \text{pe}_{i,j,s}^t - \sum_{\substack{i=1, \dots, I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1, \dots, S}} q c_{i,j,s}^t \right] \quad (6.4)$$

O primeiro termo da equação acima representa a componente indireta da emissão de GEE de cada uma das usinas de geração. Esta componente indireta é um valor agregado das emissões de GEE, que depende do fator de emissão indireta $\text{eff}_{i,j}^t$ de cada uma das usinas fornecida em tonCO₂_eq/MWh, pela capacidade instalada $\text{pe}_{i,j}^{\max}$, pe-

la quantidade de horas que tem o período, Φ_i^t (8760 h por exemplo para períodos anuais), e de obviamente se as usinas estão instaladas ou não, representada pela variável $xe_{i,j}^t$.

O segundo termo da equação acima representa a componente direta da emissão de GEE de cada uma das usinas de geração. Como mencionado anteriormente, esta componente direta depende do fator de emissão direta $ef_{i,j}^t$ de cada uma das usinas, fornecida em tonCO₂_eq/MWh, e pelo despacho de energia elétrica de cada uma das usinas em cada um dos períodos, patamares de carga medidas em MWh.

O terceiro termo da equação acima representa a quantidade de emissão de GEE capturadas (em tonCO₂_eq), nas usinas de geração que implementam esta tecnologia de captura de CO₂-eq. Como pode se apreciar na equação acima este termo, “ajuda” a reduzir a emissão de GEE diretas das usinas de geração. Isto questão é formulado e explicado em detalhe na seguinte seção.

6.9. Minimização dos custos de tecnologias de captura de Gases de Efeito Estufa das Usinas Geradoras

O processo de captura e armazenamento de CO₂ (CAC¹⁷), consiste na remoção do dióxido de carbono das emissões resultantes de fontes estacionárias industriais tais como usinas termelétricas, cimenteiras, siderurgias, etc (Ipcc, 2007; Aie, 2008). A seguir o CO₂ é comprimido e transportado no estado líquido para ser armazenado numa estrutura geológica adequada.

O CAC pode ser aplicado a todos os processos industriais que utilizam a queima de combustíveis fósseis (carvão, gás e petróleo) e de biomassa. Por conseguinte, pode-se

¹⁷ Em inglês Carbon Capture and Storage (CCS)

afirmar que se trata de um processo que permite o uso continuado de combustíveis fósseis ao mesmo tempo em que limita as emissões de CO₂ para a atmosfera até que uma economia baseada no suprimento de energia a partir de hidrogênio e de energias renováveis esteja suficientemente desenvolvida.

A tecnologia atual permitiria capturar entre 80-90% do CO₂ produzido numa central elétrica, mas tem como consequência um aumento da produção de CO₂ devido à redução da eficiência (existe um aumento da energia necessária, entre 10 a 40%, para poder programar o processo de CAC) (Ipcc, 2007; Aie, 2008).

O processo de CAC é constituído pelas seguintes fases:

- Captura
- Transporte
- Armazenamento (sequestro).

6.9.1. Captura

Existem três tecnologias principais de captura:

- **Pós-combustão**

Consiste na remoção do CO₂ depois da queima de combustíveis fósseis, sistema ideal para a aplicação em centrais termoelétricas. Esta tecnologia é o primeiro passo para a captura de CO₂ a grande escala, sendo já economicamente viável em alguns casos específicos.

Normalmente, estes sistemas utilizam um solvente líquido para captar a pequena fracção de CO₂ (entre 3 e 15% do volume) presente nos gases de combustão, cujo componente principal é o Nitrogênio. Numa central elétrica moderna de pulverização de carvão ou de ciclo combinado de Gás Natural, os sistemas de captação utilizariam geralmente um solvente orgânico como a monoetanolamina. Esse processo é designado

como "lavagem". A solução química resultante é, mais tarde, aquecida e a pressão reduzida, liberando CO₂ concentrado, o qual será posteriormente armazenado.

- **Pré-combustão**

Consiste em retirar o CO₂ dos combustíveis antes da queima. Esta tecnologia já é aplicada de forma generalizada na fabricação de fertilizantes e na produção de hidrogênio (H₂). Apesar do processo inicial de retirar o carbono antes da combustão ser mais complexo e caro, as concentrações mais altas de CO₂ e a pressão mais elevada facilitam a separação.

No caso do gás natural, essencialmente metano (CH₄), se extrairmos o carbono antes da combustão, ficaremos com hidrogênio, que produz apenas água quando queimado. Isto envolve reagir o combustível com oxigênio e/ou vapor para produzir monóxido de carbono (CO) e H₂. Em seguida, o CO reage com mais vapor, para produzir CO₂ e mais hidrogênio. Finalmente, o CO₂ é separado e o hidrogênio é usado como combustível, emitindo só Nitrogênio e água.

- **Oxigênio-gás**

Estes sistemas utilizam o oxigênio em vez do ar, que é maioritariamente composto por Nitrogênio (78%), para a combustão do combustível primário, com o objetivo de produzir um gás de combustão composto principalmente por água e CO₂. Isto dá origem a um gás de combustão com altas concentrações de CO₂ (superior a 80% do volume) uma vez que não existe Nitrogênio neste processo. Posteriormente, o vapor de água é retirado por arrefecimento e aumento da pressão.

Este processo requer uma separação prévia do oxigênio do ar, para obter um gás com uma pureza de 95 a 99%. O desafio é como separar o oxigênio do resto do ar. As estratégias são semelhantes às usadas para separar CO₂. O ar pode ser arrefecido, para que o oxigênio se liquefaça. Membranas onde passam oxigênio e nitrogênio a diferentes taxas podem provocar a separação. Há também materiais que absorvem o nitrogênio, separando-o, do oxigênio.

A aplicação destes sistemas em caldeiras está atualmente em fase de demonstração e sua aplicação em sistemas de turbinas à gás ainda estão em fase de investigação.

6.9.2. Transporte

Para o transporte do CO₂ capturado, entre o local de captura e o de armazenamento, apresenta-se atualmente uma tecnologia bastante desenvolvida e testada: os gasodutos. Em geral, o CO₂ gasoso é comprimido a uma pressão superior aos 8 MPa, como o objetivo de evitar regimes de fluxo de duas fases e aumentar a densidade, reduzindo assim custos de transporte.

Em alguns casos o CO₂ também poderá ser transportado em forma líquida em navios ou caminhões cisterna a baixas temperaturas e pressões mais baixas.

Ambos métodos já são usados para o transporte de CO₂ em outras aplicações industriais.

6.9.3. Armazenamento (sequestro)

a) Armazenamento geológico.

O armazenamento geológico consiste na injeção, após captura do CO₂, na sua forma condensada numa formação rochosa subterrânea. As principais opções são:

Jazidas de petróleo e gás: as formações rochosas que retêm ou que já retiveram fluidos (como as jazidas de petróleo e gás) são candidatos potenciais para o armazenamento. A injeção de CO₂ nas formações geológicas profundas integra muitas das tecnologias desenvolvidas na indústria de prospecção de petróleo e gás, pelo que a tecnologia de injeção, simulação, controle e vigilância do armazenamento existe e continua a ser aperfeiçoada.

Formações salinas: à semelhança das jazidas de petróleo e gás é possível também injectar CO₂ em jazidas salmoura.

Camadas de carvão inexploradas: é possível a injeção em camadas de carvão que não venham a ser exploradas, dependendo sempre da sua permeabilidade. Estes mecanismos ainda estão em fase de demonstração.

b) Armazenamento oceânico

O armazenamento oceânico pode ser realizado de duas formas:

Através da injeção e dissolução do CO₂ no oceano (a profundidade de mais de 1000 metros), através de gasodutos fixos ou de navios.

A outra opção passa pela deposição do CO₂ no fundo do oceano através de um gasoduto fixo ou de uma plataforma marítima (a mais de 3000 metros de profundidade), onde a água é mais densa e se espera que o CO₂ forme um lago.

O armazenamento oceânico e o seu impacto ecológico estão por analisar, podendo existir problemas de acidificação dos oceanos, sendo uma das alternativas possíveis mas que levanta ainda muitas questões técnicas e de viabilidade ambiental.

c) Carbonatação mineral e utilizações industriais

Carbonatação mineral: a reação do CO₂ com óxidos metálicos, que abundam em minerais silicatos (como o óxido de magnésio (MgO) ou óxido de cálcio (CaO)) ou de detritos industriais (como escoria e cinzas de aço inoxidável), produz através de reações químicas carbonatos inorgânicos estáveis. A reação natural é muito lenta e deverá ser melhorada através de tratamentos prévios dos minerais, que são altamente intensivos em energia. Esta tecnologia está em fase de investigação, mas em certas aplicações, como a dos detritos industriais, já se encontra em fase de demonstração.

Utilizações industriais: esta opção consiste no consumo de CO₂ de forma direta como matéria-prima para a produção de diversas substâncias químicas que contêm carbono. No entanto, devido a baixa taxa de retenção da maior parte dos produtos e a inexistência de dados que permitam concluir se o balanço final de muitas aplicações industriais é negativo ou positivo, este mecanismo encontra-se em fase de estudo e prevê-se que a sua contribuição não seja muito elevada.

6.9.4. Custo de CAC

Várias das tecnologias de CAC estão atualmente em fases de desenvolvimento e demonstração e mesmo algumas em investigação, pelo que os seus custos, ainda são relativamente altos, mas que, com a evolução tecnológica, com tendência a diminuir. Em quase todos os sistemas de CAC, os custos da captura (incluindo a compressão) representam a maior fatia dos custos (cerca de $\frac{3}{4}$).

Numa central com um sistema CAC, a necessidade de aumento do consumo energético (cerca de 11-22% maior) implica um aumento da produção de CO₂ e nos custos do kWh produzido na central.

Tabela 6-5. Custos por kWh numa central com e sem sistemas CAC - Fonte: IPCC

Sistema de central elétrica	Ciclo combinado de gás natural
Sem captura (referência)	0,03 - 0,05 US\$/kWh
Com captura e armazenamento geológico	0,04 - 0,08 US\$/kWh
Com captura e recuperação de petróleo	0,04 - 0,07 US\$/kWh

A seguir apresenta-se uma tabela com o custo de varios componentes do sistema CAC:

Tabela 6-6. Custos das várias componentes dos sistemas CAC - Fonte:(IPCC, 2007)

Componente do CAC	Custos
Captura do CO2 emitido numa central elétrica a gás	15-75 US\$/ton CO2 capturado
Captura do CO2 emitido na produção de H2 (do GN)	5-55 US\$/ton CO2 capturado
Captura do CO2 emitido por outras fontes industriais	25-115 US\$/ton CO2 captado
Transporte	1-8 US\$/ton CO2 transportado
Armazenamento geológico	0,5-8 US\$/ton CO2 injetado
Armazenamento geológico: vigilância e verificação	0,1-0,3 US\$/ton CO2 injetado
Armazenamento oceânico	5-30 US\$/ton CO2 injetado
Carbonatação mineral	50-100 US\$/ton CO2 mineralizado

Os custos por tonelada de CO2 evitado variam substancialmente, tanto em função do tipo de instalação de produção como em função do tipo de sistema CAC implementado. No entanto, tomando como referência uma central de ciclo combinado de gás natural, estes situam-se entre os 40-90 \$/ton CO2 evitado, mas em alguns casos pode ultrapassar os 200 \$/ton CO2.

Tabela 6-7. Custo da mitigação (US\$/tonCO2 evitado)- Fonte: (IPCC, 2007)

CUSTOS	Usina de geração de carvão pulverizado	Usina de ciclo combinado de GN	Usina de geração de ciclo combinado gasificação de carvão integrada
Custo da mitigação (US\$/tonCO2 evitado) em central elétrica com captura e armazenamento geológico.	30-71	38-91	14-53
Custo da mitigação (US\$/tonCO2 evitado). Com captura e recuperação de petróleo.	9-44	19-68	0

6.9.5. Capacidades de armazenamento

Tabela 6-8. Estimativas teóricas de capacidade de armazenamento para vários depósitos.

Tipo de depósito	Estimativa inferior da capacidade de armazenamento (GtonCO₂)	Estimativa superior da capacidade de armazenamento (GtonCO₂)
Jazidas de petróleo e gás	675*	900*
Filões de hulha não exploráveis	3-15	200
Formações salinas profundas	1000	10000

*Estes dados podem aumentar em 25% se for incluído as jazidas de petróleo ainda não descobertas.

As capacidades indicadas na Tabela 6-8 são valores apenas teóricos, com o menor erro possível para as jazidas de petróleo, mas em geral ainda não existem estudos científicos suficientes para ter números mais reais, probabilidades e níveis de confiança associados.

Em termos de potencial técnico, estima-se que a capacidade mínima de armazenamento geológico do CO₂ ronde os 2000 Gton de CO₂. Outras opções de armazenamento como os oceanos, que podem representar vários milhares de Gton, poderão ser levadas em conta, caso as eventuais implicações ambientais sejam significativamente reduzidas, para o que hoje não existem dados suficientes que o demonstrem.

Na maior parte dos cenários de estabilização das concentrações atmosféricas de Gases de Efeito Estufa (GEE) entre 450 e os 750 ppmv de CO₂, o potencial econômico do CAC (quantidade de reduções de GEE que alcançável de forma rentável em comparação com uma opção específica e tendo em conta as circunstâncias actuais) ascenderia progressivamente dos 220 até aos 2200 Gton de CO₂ o que significa uma contribuição dentre 15 e 55% do esforço mundial de mitigação acumulativa até 2100 (Ipcc, 2007; Aie, 2008).

Para que os sistemas CAC possa alcançar este potencial econômico serão necessários alguns milhares de instalações equipadas com estes sistemas e cada um deles teria de capturar entre 1 a 5 Mton de CO₂ por ano (Ipcc, 2007; Aie, 2008).

6.9.6. Consumo energético e impactos ambientais dos CAC

A implementação destes tipos de soluções implica num aumento da produção de CO₂. Isto é derivado da perda de eficiência da central devido ao aumento do consumo energético necessário para as fases de captação, transporte e armazenamento do CO₂.

Os valores de aumento de consumo de combustível por kWh produzido para instalações existentes que capturem cerca de 90% do CO₂ produzido, variam entre os 11 e os 40% (conforme a tecnologia). No entanto estes valores são essencialmente para instalações já existentes. Para instalações de captura piloto, estima-se que a energia térmica adicional por cada tonelada de CO₂ capturado ronde os 2 GJ. (representando uma redução na eficiência entre 15-25%) .

- **Riscos ambientais e humanos na captura**

Existem riscos de aumento das emissões de alguns poluentes, como CO e NO_x, que não são capturados no processo de captura do CO₂ além de riscos eventuais para a saúde humana pela presença de CO₂ em grandes concentrações, ou em estado sólido (baixas temperaturas: possíveis queimaduras em derrames acidentais).

- **Riscos ambientais e humanos no transporte**

O transporte por gasoduto não apresenta problemas superiores aos já defrontados pelo transporte de gases como Gás Natural. Existe sempre um eventual risco de fuga ou rebentamento, mas sem o problema da inflamação.

Para o transporte via terrestre ou marítima a situação é semelhante ao transporte de outro tipo de gases industriais, havendo sempre uma possibilidade relativamente pequena de risco de acidentes e eventuais derramamentos de CO₂, cujas consequências estão por estudar, mas que podem eventualmente causar asfixia.

- **Riscos ambientais e humanos no armazenamento**

Existem duas categorias destes tipos de riscos: a) Riscos Mundiais: se houver uma fuga considerável num depósito de CO₂ esta pode contribuir significativamente para as alterações climáticas. b) Riscos locais: fugas por falhas nos poços que podem afetar os trabalhadores locais e as equipas de reparação das fugas, ou fugas por falhas geológicas não detectadas, criando eventual contaminação de aquíferos e acidificação dos solos.

Para o caso do armazenamento oceânico, o risco apresenta-se bastante mais elevado, tendo em conta a falta de informação disponível quanto aos efeitos do aumento da concentração de CO₂ (acidificação) nos ecossistemas marítimos.

6.9.7. Dados quantitativos

A captura com armazenamento de CO₂ (dióxido de carbono) pode representar 20% das medidas necessárias para reduzir as emissões desses gases até 2050 e tornar a mudança climática suportável para a humanidade, segundo o relatório da AIE (Agência Internacional da Energia) (Aie, 2008).

"A captura e armazenamento de CO₂ é uma das soluções mais promissoras" para cumprir os objetivos traçados pela comunidade científica para que o aquecimento global seja inferior a 3°C em meados do século 21, afirma o atual diretor-executivo da AIE, Nobuo Tanaka. Se as atuais políticas energéticas fossem mantidas de maneira inalterada, as emissões mundiais aumentariam em 130% em 2050 --nível "insustentável" porque o aquecimento global se situaria então entre 4°C e 7°C (AIE, 2008).

O IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudança Climática) considera que, para que a mudança climática seja suportável (menos de 3°C), é preciso diminuir as emissões em 50% (Ipcc, 2007).

Segundo a AIE calcula-se que o custo de tratar uma tonelada de CO₂ tem preço médio de US\$ 50 nas centrais térmicas. Caso a meta do IPCC seja cumprida, o custo global seria de US\$ 500 bilhões anuais em meados do século.

Segundo a AIE, há espaços disponíveis no mundo inteiro, que permitiriam acumular as emissões produzidas pelas atividades humanas durante centos de anos.

Segundo o IPCC, até 2050, será preciso eliminar 25 bilhões de toneladas de CO₂ por ano da atmosfera e o processo de captura e armazenamento de carbono poderia estocar pelo menos 20% desse volume. Porém, segundo o relatório (Greenpeace, 2008) da ONG ambientalista GREENPEACE, a captura e armazenamento de carbono é falsa esperança. Mais de 100 ONGs de 20 diferentes países se juntaram ao Greenpeace nas críticas à tecnologia de captura e armazenamento de carbono, exigindo que ela não seja usada como desculpa para a construção de novas termelétricas a carvão. Os governos devem dar prioridade a soluções de energia sustentável. Segundo Emily Rochon, autora do relatório de clima e energia do Greenpeace Internacional. *"É uma insanidade, quase uma negligência criminosa, trocar investimentos em energia limpa por uma tecnologia que ainda não foi comprovada. Governos e empresas precisam reduzir suas emissões, não procurar desculpas para continuar queimando carvão."* E ainda acrescenta que : *"Enquanto a indústria e alguns governos se deixam envolver pelo canto da sereia da captura de carbono, soluções viáveis e inteligentes como o investimento em energias limpas (solar, eólica, geotérmica, etc) e em programas de eficiência energética são ignoradas, num claro sinal de que não pretendem mudar o status quo de produção de energia"*.

Na realidade, se existissem programas de eficiência energética e investimentos em energia renovável, as emissões de gases do efeito estufa poderiam ser diminuídas pela metade até 2050. As fontes de energia renovável do mundo hoje são suficientes para suprir até seis vezes as atuais necessidades energéticas do planeta. Porém, se essas tecnologias de captura de CO₂ já estiverem prontas na atualidade a sua aplicação e seus

efeitos são imediatos. Portanto, o caminho correto é somar esforços usando todas as tecnologias possíveis simultaneamente para diminuir o aquecimento global.

6.9.8. Introdução aos Mercados de Carbono

A preocupação com o meio ambiente levou os países da Organização das Nações Unidas a assinarem um acordo que estipulasse controle sobre as intervenções humanas no clima. Este acordo nasceu em dezembro de 1999 com a assinatura do Protocolo de Quioto. Desta forma, o Protocolo de Quioto determina que países desenvolvidos signatários, reduzam suas emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 5,2%, em média, relativas ao ano de 1990, entre 2008 e 2012. Esse período é também conhecido como primeiro período de compromisso. Para não comprometer as economias desses países, o protocolo estabeleceu que parte desta redução de GEE pode ser feita através de negociação com nações através dos mecanismos de flexibilização.

Os mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto são arranjos regulamentados pelo Protocolo de Quioto que facilitam que as partes (países) incluídas no Anexo I, ou seja as compromissadas com redução de emissões, possam atingir suas metas de redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE). Tais mecanismos proporcionam um menor impacto nas economias e no nível de desenvolvimento dos países compromissados.

Os mecanismos de flexibilização autorizam que cada país "Anexo I" possa participar de projetos de redução dos GEE fora de seu território, inclusive em países "não Anexo I". Um mecanismo que reduz a emissão de GEE fora dos países incluídos no Anexo I também tem o propósito de incentivar os países emergentes a alcançar um modelo de desenvolvimento sustentável.

As alterações ao Protocolo de Quioto criaram três mecanismos de flexibilização:

Comércio Internacional de Emissões (CIE) - realizado entre países listados no Anexo I, de maneira que um país, que tenha diminuído suas emissões abaixo de sua meta, transfira o excesso de suas reduções para outro país que não tenha alcançado tal condição;

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) - realizados em países que não têm metas de reduções de emissões de GEE;

Implementação Conjunta (IC) – implantação de projetos de redução de emissões de GEEs entre países que apresentam metas a cumprir (Países do Anexo I).

Estes mecanismos se aplicam de forma diferente aos países de língua portuguesa. Portugal pode utilizar de todos eles, por fazer parte do anexo I do protocolo, já o Brasil, como "não anexo I" pode utilizar apenas o MDL.

O propósito do MDL é prestar assistência às Partes Não Anexo I da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC, ou com a sigla em inglês UNFCCC) para que viabilizem o desenvolvimento sustentável através da implementação da respectiva atividade de projeto e contribuam para o objetivo final da Convenção e, por outro lado, prestar assistência às Partes Anexo I para que cumpram seus compromissos quantificados de limitação e redução de emissões de gases do efeito estufa, obtendo as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs, ou na sigla em inglês, CERs). Os RCEs emitidos pelo Conselho Executivo do MDL, podem ser negociados no mercado global. Como os países industrializados (Partes Anexo I) possuem cotas de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa, estes podem adquirir os RCEs de desenvolvedores de projetos em países em desenvolvimento para auxiliar no cumprimento de suas metas.

Os projetos de MDL podem ser baseados em fontes renováveis e alternativas de energia, eficiência e conservação de energia ou reflorestamento. Existem regras claras e rígidas para aprovação de projetos no âmbito do MDL. Estes projetos devem utilizar metodologias aprovadas, devem ser validados e verificados por Entidades Operacionais Designadas (EODs), e devem ser aprovados e registrados pelo Conselho Executivo do MDL. Os projetos devem ser aprovados pelo governo do país anfitrião através da Autoridade Nacional Designada (AND), assim como pelo governo do país que comprará os CERs. No Brasil, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, estabelecida em 1999, atua como AND Brasileira.

O primeiro projeto de MDL, aprovado pela ONU, no Mundo, foi o do aterro sanitário de Nova Iguaçu, no Estado do Rio de Janeiro, Brasil, que utiliza tecnologias bem precisas de engenharia sanitária, tendo os créditos de carbono sido negociados diretamente com os Países Baixos.

Créditos de carbono ou Redução Certificada de Emissões (RCE) são certificados emitidos quando ocorre a redução de emissão de gases do efeito estufa (GEE). Por convenção, uma tonelada de dióxido de carbono (CO₂) equivalente corresponde a um crédito de carbono. Este crédito pode ser negociado no mercado internacional. A redução da emissão de outros gases que também contribuem para o efeito estufa também pode ser convertidos em créditos de carbono, utilizando o conceito de Carbono Equivalente.

Créditos de carbono criam um mercado para a redução de GEE dando um valor monetário à poluição. Acordos internacionais como o Protocolo de Quioto determinam uma cota máxima que países desenvolvidos podem emitir. Os países por sua vez criam leis que restringem as emissões de GEE. Assim, aqueles países ou indústrias que não conseguem atingir as metas de reduções de emissões, tornam-se compradores de créditos de carbono. Por outro lado, aquelas indústrias que conseguiram diminuir suas emissões abaixo das cotas determinadas, podem vender o excedente de "redução de emissão" ou "permissão de emissão" no mercado nacional ou internacional.

Os países desenvolvidos podem promover a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE) em países em desenvolvimento através do mercado de carbono quando adquirem créditos de carbono provenientes destes países.

Cabe ressaltar que recentemente, no Brasil, foi criado o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), seguindo a tendência do mercado europeu de emissões EU-ETS. O MBRE corresponde ao conjunto de instituições, regulamentações, sistemas de registro de projetos e centro de negociação em processo de implementação no Brasil, pela Bolsa de Mercados e Futuros BM&F, em convênio com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), visando estimular o desenvolvimento

de projetos de MDL e viabilizar negócios no mercado ambiental de forma organizada e transparente.

6.9.9. Custos de investimento de tecnologias de captura dentro do modelo de planejamento

A consideração dos custos de projetos de CAC em usinas termelétricas dentro do modelo de planejamento da expansão de sistemas de geração é de vital importância para estudar os seus impactos econômicos e na redução de gases de efeito estufa de um determinado país ou região.

Recentemente as seguintes pesquisas (Rubin, Chena *et al.*, 2007), (Davison, 2007),(Odeh, Timothy *et al.*, 2008), (Daniel Weisser, 2007), estudaram a questão dos custos e dos desempenhos das tecnologias de captura e armazenagem de CO₂ de usinas geradoras de energia elétrica. Porém, apenas a pesquisa (Kemp e Kasim, 2008) apresenta uma metodologia para determinar a implementação a custo mínimo das opções de inserção de tecnologias de captura de carbono nas usinas elétricas de Reino Unido num contexto do modelo do Mercado de Emissões de CO₂ da União Européia¹⁸-(EU-ETS). O trabalho proposto nesta tese propõe a extensão deste modelo dentro do modelo planejamento de sistemas de geração num contexto multiobjetivo, para tal caso foi necessário adicionar equações apropriadas para sua formulação como um problema de otimização inteiro-mista, multiestágio.

No contexto de um mercado carbono, uma usina de geração elétrica, cujas emissões de CO₂ sejam maiores a um determinado nível tem as seguintes opções:

- a) Reduzir suas emissões para seus níveis permitidos mediante captura e armazenagem de CO₂.
- b) Comprar créditos de Carbono.

¹⁸ Mercado de Emissões da União Européia - EU Emissions Trading Scheme (EU ETS).

c) Ou pagar a penalidade correspondente pelo excesso de emissão de CO2.

Um gerador racional escolherá a opção de custo mínimo.

Como já foi dito na seção anterior o processo de captura de CO2 naturalmente aumenta os custos do investimento que devem ser comparados em parte ou totalmente, pela penalidade do excesso de emissão que a usina teria que pagar na ausência da atividade de captura de este excesso de CO2.

A formulação considerando os aspectos do parágrafo anterior, formulada nesta tese é uma versão modificada e estendida da referencia (Kemp e Kasim, 2008). Nesta tese, a formulação original linear foi modificada apropriadamente, pois considera:

- i) A modelagem inteiro-mista, conseqüentemente, uma formulação mais realista dos investimentos comparado a uma modelagem linear.
- ii) A formulação as emissões de CO2 de ciclo de vida das usinas.
- iii) A formulação num contexto multiobjetivo multiarea e multiestágio.

Sendo assim, a minimização do valor presente dos investimentos em tecnologias de captura de CO2 para uma determinada usina de geração é formulada como:

$$Cost_{-3} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+r)^{t-1}} \left[\sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E}} \phi c_{i,j}^t x c_{i,j}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1,\dots,S}} \varphi c_{i,j}^t q c_{i,j,s}^t + \sum_{\substack{i=1,\dots,I \\ \forall j \in J_i^E \\ s=1,\dots,S}} penc_{i,j}^t v c_{i,j,s}^t \right] \quad (6.5)$$

Onde o excesso de emissão para uma determinada usina é calculada usando a seguinte formulação:

$$\begin{aligned}
vc_{i,j,s}^t &= ef_{i,j} pe_{i,j,s}^t - qc_{i,j,s}^t - emall_{i,j,s}^t xe_{i,j}^t; \\
s &= 1, \dots, S; \forall j \in J_i^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{6.6}$$

O excesso de emissão ($vc_{i,j,s}^t$) é obtida calculando a quantidade de emissão direita de GEE ($ef_{i,j} pe_{i,j,s}^t$) menos a quantidade de GEE capturada $qc_{i,j,s}^t$ menos a quantidade de GEE que a usina tem permissão para emitir GEE ($emall_{i,j,s}^t xe_{i,j}^t$) durante cada patamar do período t .

O primeiro termo da equação (6.5) representa o custo de investimento, o segundo termo o custos de operação e o terceiro termo o custo do excesso emissões ou benefício devidos a créditos de emissões.

Na equação (6.5) o custo devido à penalidade do excesso de emissão é um custo positivo ou incorrido somente quando o seu nível de emissão é maior que a soma de sua emissão alocada mais as emissões capturadas, caso tenha um equipamento de captura de gases de efeito estufa.

As seguintes restrições operativas são necessárias:

- O equipamento de captura de CO₂-eq opera apenas quando a correspondente usina termelétrica está despachada:

$$\begin{aligned}
qc_{i,j,s}^t &\leq ef_{i,j} pe_{i,j,s}^t; \\
s &= 1, \dots, S; \forall j \in J_i^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T
\end{aligned} \tag{6.7}$$

- Limites máximos e mínimos dos equipamentos de captura de CO₂:

$$qc_{i,j,s}^t - xc_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t qc_{i,j}^{\max} \leq 0 \quad ; \quad m = 1, \dots, T; s = 1, \dots, S; \\ j \in J^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (6.8)$$

$$qc_{i,j,s}^t - xc_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t qc_{i,j}^{\min} \geq 0 \quad ; \quad m = 1, \dots, T; s = 1, \dots, S; \\ j \in J^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (6.9)$$

- A implementação de projetos de captura de CO2 será implementada somente após da usina correspondente estiver já construída:

$$xc_{i,j}^t \leq xe_{i,j}^t; \forall j \in J_i^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (6.10)$$

6.10. Maximização da diversificação da matriz energética dentro do modelo de expansão de sistemas de geração

O tema da diversificação energética e seu impacto na segurança energética como uma forma de desenvolvimento sustentável para o caso brasileiro é discutido no Anexo B.

Seja no Brasil ou no mundo a consideração deste importante tema como um critério de desenvolvimento sustentável está atualmente em contínuo desenvolvimento. As referências (Li, 2005), (Grubb, Buttler *et al.*, 2006; Bishop, Amarutanga *et al.*, 2008), concordam que o sistema só pode ser sustentável se tiver uma diversificação energética e localização de fontes de energia elétrica apropriadamente. Além disso, deve assegurar que o impacto na utilização de cada fonte está dentro de limites ambientais. E ainda afirmam que o sistema elétrico é sustentável não apenas porque a sua matriz energética seja renovável, mas também a consideração deve ser dada à adequação das questões mais amplas, tais como a flexibilidade operativa, a segurança do suprimento energética de longo prazo e interdependência.

Referências (Grubb, Buttler *et al.*, 2006; Pérez-Arriaga, 2007a) descrevem a segurança energética como a capacidade de um sistema para atender demandas sob a ótica econômica. Estes mesmos autores argumentam que a dominância de uma única fonte de energia é insustentável no longo prazo e, além disso, é uma "catástrofe esperando acontecer". No caso brasileiro, existe uma concentração em fontes hidráulicas o que torna o sistema vulnerável a racionamentos como o ocorrido em 2001.

Em resumo, acredita-se que o planejamento e expansão de longo prazo de sistemas de geração de um país ou região devem ser diversificados. A diversificação não é só uma exigência da segurança do sistema, mas também da necessidade de incluir preferencialmente fontes mais limpas de energia na matriz energética, dependendo do potencial que disponha. O Brasil tem o privilégio de contar com uma das fontes mais limpas, que é a hídrica, mas exigências ambientais de cunhos diferentes dificultam a expansão desta fonte principalmente no que se refere aos reservatórios de regularização tornando o sistema vulnerável. De toda forma, outras fontes alternativas devem ser incorporadas à nossa matriz.

Acredita-se que a maioria dos governos concorda com a proposta de diversificar a matriz energética. A questão é como fazer esta diversificação no processo de planejamento? Diversificar até que nível?, Quais seriam seus impactos econômicos e ambientais e seus ganhos em termos de segurança energética? Para responder estas questões muito importantes, urge a necessidade utilizar uma dimensão e análise multicriterial ou multiobjetivo nos processos de planejamento da expansão de sistemas elétricos.

Sendo assim, esforços iniciais (Grubb, Buttler *et al.*, 2006; Bishop, Amarutanga *et al.*, 2008) lidam com a medição energética de um determinado país. Para isso eles usam métricas tais como o índice de Herfindahl-Hirschman e o índice de Shannon-Weiner. Já que estes índices são de natureza não linear e logarítmico, respectivamente, estes índices não são utilizados neste trabalho, pois a formulação do modelo de planejamento é linear inteira-mista. Logo, neste trabalho é proposta uma métrica baseada na técnica de otimização minimax. Portanto, já que se deseja maximizar a diversificação da matriz energética, neste trabalho esta métrica é modelada na função objetivo, como:

$$EDiv = \sum_{t=1}^T \alpha_t \quad (6.11)$$

Sujeito as restrição do problema da técnica de minimax.

$$\sum_{i=1, \dots, I} \sum_{j \in J^k} \sum_{s=1, \dots, S} \varpi_k p e_{i,j,s}^t \leq \alpha_t; \quad k = 1, \dots, K; t = 1, \dots, T \quad (6.12)$$

Nas equações acima a nova variável α_t mede a diversificação energética do sistema em cada um dos períodos de horizonte de planejamento. Ao minimizar esta variável, há uma maximização da participação de maior quantidade possível de fontes dentro da matriz energética, porém que satisfaça à demanda e todas as outras restrições físicas e operativas do sistema. O parâmetro ϖ_k define o peso da preferência por um determinado tipo de fonte que o planejador considera. A métrica formulada tende a que todas as fontes que estão sendo consideradas no processo de planejamento tenham igual participação no atendimento da demanda, porém este nível de diversificação está condicionado ao nível de preferência que para cada tipo de fonte lhe foi alocada, e obviamente pelas restrições físico operativas de cada um das usinas de geração consideradas no planejamento.

6.11. O Modelo MESEDES

O modelo proposto MESEDES, é um modelo computacional que visa incluir em sua formulação todos os aspectos de desenvolvimento sustentável mencionados anteriormente através da consideração de três objetivos: custos, meio ambiente e segurança energética. Este modelo é formulado como um problema de otimização inteira-mista multiperíodo.

A) Objetivos

Consideram-se os três objetivos previamente já formulados:

$$FO_1 = \text{Minimização de Custos} : \{ Cost_{-1} + Cost_{-2} + Cost_{-3} \}$$

$$FO_2 = \text{Minimização de GEE} : \{ GHG \}$$

$FO_3 = \text{Maximização da diversificação energética através da minimização da variável auxiliar de nível de diversificação: } \{ EDiv \}$

Logo, a meta é encontrar soluções de compromisso eficientes que considerem estes três objetivos sistematicamente:

$$Eff = \{ FO_1, FO_2, FO_3 \} \quad (6.13)$$

B) Restrições:

- Restrições de expansão:

$$\sum_{t=1, \dots, T} ye_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (6.14)$$

$$\sum_{t=1, \dots, T} ydsm_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{DSM} \quad (6.15)$$

$$\sum_{t=1, \dots, T} yc_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (6.16)$$

$$\sum_{t=1, \dots, T} yfe_{i,j}^t \leq 1 \quad ; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (6.17)$$

$$ye_{i,j}^t, ydsm_{i,j}^t, yc_{i,j}^t, yfe_{i,j}^t \in \{0,1\} \quad (6.18)$$

- As equações (6.14) até (6.18), definem que cada empreendimento só pode ser construído em um único período do horizonte de planejamento. As variáveis de construção dos empreendimentos existentes foram fixadas em 1 no período inicial e zero nos períodos seguintes.

$$\sum_{m=1}^t ye_{i,j}^t - xe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (6.19)$$

$$\sum_{m=1}^t ydsm_{i,j}^t - xdsm_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{DSM} \quad (6.20)$$

$$\sum_{m=1}^t yc_{i,j}^t - xc_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^E \quad (6.21)$$

$$\sum_{m=1}^t yfg_{i,j}^t - xfe_{i,j}^t = 0 \quad ; m = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I; \forall j \in J_i^{FE} \quad (6.22)$$

-As equações (6.19)-(6.22) são para obter o estado on/off dos empreendimentos ao longo do período de planejamento

- **Restrições de operação:**

- Atendimento da demanda:

$$\sum_{\forall j \in J_i^E} pe_{i,j,s}^t + \sum_{\forall j \in J_i^{DSM}} dms_{i,j,s}^t + \sum_{\forall j \in J_i^{FE}} (\sigma_{j,i} fe_{j,i,s}^t - fe_{i,j,s}^t) \geq \Phi_{i,s}^t EE_{i,s}^t \quad ; s = 1, \dots, S; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (6.23)$$

- Equação para determinar o excesso de emissão de GEE de usinas de geração:

$$vc_{i,j,s}^t = ef_{i,j} pe_{i,j,s}^t - qc_{i,j,s}^t + emall_{i,j,s}^t xe_{i,j}^t; \quad (6.24)$$

$$s = 1, \dots, S; \forall j \in J_i^E; i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T$$

- Limites mínimos e máximos das instalações de geração, programas de eficiência, de transmissão e captura de CO2, respectivamente:

$$pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t pg_{i,j}^{\min} \geq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; j \in J^{E \cup DSM}; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \quad (6.25)$$

$$\left| fe_{i,j,s}^t \right| - xfe_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t fe_{i,j}^{\max,t} \leq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; j \in J^{FE}; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \quad (6.26)$$

$$qc_{i,j,s}^t - xc_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t qc_{i,j}^{\max} \leq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; j \in J^E; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \quad (6.27)$$

$$qc_{i,j,s}^t - xc_{i,j}^m \Phi_{i,s}^t qc_{i,j}^{\min} \geq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; j \in J^E; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \quad (6.28)$$

$$\sum_{s=1}^S pe_{i,j,s}^t - xe_{i,j}^m \widehat{E}h_{i,j}^t \geq 0; \quad m=1, \dots, T; s=1, \dots, S; j \in J^{UHE}; i=1, \dots, I; t=1, \dots, T \quad (6.29)$$

- A equação (6.29) define que em cada estágio a energia fornecida por uma hidrelétrica para o sistema, não pode ser maior do que a energia média que essa usina é capaz de gerar.

- Restrição da formulação da diversificação energética

$$\sum_{i=1,\dots,I} \sum_{j \in J^k} \sum_{s=1,\dots,S} w_k p e_{i,j,s}^t \leq \alpha_t; \quad k = 1, \dots, K; t = 1, \dots, T \quad (6.30)$$

- Restrição de tempo de vida das infra-estruturas de geração, transporte, eficiência e captura de CO2.

$$\sum_{t=1}^T x e_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (6.31)$$

$$\sum_{t=1}^T x f e_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (6.32)$$

$$\sum_{t=1}^T x d s m_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (6.33)$$

$$\sum_{t=1}^T x c_{i,j}^t \leq \tau_{i,j}; \quad j = 1, \dots, J; i = 1, \dots, I \quad (6.34)$$

6.12. Solução do MESEDES

A meta é encontrar um conjunto de soluções de compromisso para a equação (6.13) porém sujeita às equações (6.14) até (6.34) e outras restrições próprias da metodologia utilizada.

No capítulo anterior foi descrito que a metodologia propriamente de programação multiobjetivo ajuda aos participantes no processo de decisão a articular e definir suas preferências e a aplicá-las racional e coerentemente. Porém este método, quando usado em problemas de grande escala, como é o caso do problema da expansão de longo prazo, considerando vários critérios de desenvolvimentos sustentável abordados nesta tese, apresentaria dois problemas fundamentais:

a) Há três objetivos, o qual o faz difícil apresentar as taxas de intercambio aos decisores de uma forma compreensível. Podem-se usar matrizes de pagamentos, porém, usualmente o decisor tende a ignorar os objetivos menos importantes, e a tratar incoerentemente o resto.

b) A obtenção do conjunto Pareto-ótimo é extremamente difícil, dependendo do tipo e tamanho do problema a ser considerado. Em quase todos os casos, a informação apresentada aos decisores é excessiva para sua correta interpretação. Na otimização multiobjetivo, se pode obter centos ou milhares de soluções eficientes ou soluções Pareto-ótimas, das quais a grande maioria, obviamente não será usada pelo decisor. Portanto, se faz necessário reduzir apropriadamente o conjunto eficiente a um tamanho mais manejável (Steuer, 1994), (Linares, 1999).

Dadas essas razões, justifica-se o uso da programação de compromisso. A idéia básica da programação compromisso consiste em utilizar o ponto ideal (a solução em que todos os objetivos alcançam seu valor ótimo) como ponto de referencia para o centro decisor. Parece lógico pensar que um comportamento racional por parte do decisor consistirá em eleger aquele subconjunto do conjunto eficiente que se encontre mais perto do ponto ideal.

Portanto a obtenção do conjunto de solução compromisso se resume a resolver o seguinte problema de otimização, no seus pontos extremos e valores quantidade de valores intermediários que o decisor determinar:

$$\text{Minimizar } \Phi = (1 - \lambda)D + \lambda \sum_{i=1}^3 w_i \frac{FO_i - FO_i^*}{FO_{i^*} - FO_i^*} \quad (6.35)$$

Sujeito a :

$$W_i \frac{FO_i - FO_i^*}{FO_{i^*} - FO_i^*} \leq D; \quad i = 1, \dots, 3. \quad (6.36)$$

- E as restrições (6.14) ate (6.34).

Note que para $\lambda = 0$, tem-se a solução L_∞ , para $\lambda = 1$, tem-se a solução L_1 e para outros valores do parâmetro λ tem-se soluções intermediárias entre as soluções L_∞ e L_1 .

O interesse dos diversos setores sociais em participar ativamente no processo de decisão do planejamento da expansão de sistemas eletro-energético tem aumentado significativamente. Uma das formas de internalizar esses aspectos envolve a agregação das preferências de cada setor social em um único peso preferencial que expresse de alguma forma a preferência da sociedade em seu conjunto. Uma vez que este fato proporciona uma melhor informação para a sociedade, ela aumenta a credibilidade do processo de planejamento. O processo metodológico da obtenção dos pesos relativos a cada um dos objetivos é descrita em detalhe no capítulo anterior a esta.

6.13. Caso estudo

O modelo MESEDES foi implementado na linguagem GAMS. Os problemas de otimização inteira mista o foram resolvidas usando CPLEX. O modelo proposto nesta tese é ilustrado em um exemplo didático que considera um pequeno sistema elétrico. A Figura 5-3 mostra o diagrama esquemático do estudo de caso considerado. Este sistema tem 3 áreas ou subsistemas. Em cada área existem infra-estruturas de geração de energia elétricas já existentes (em operação) (aquelas com linha sólida) e projetadas (aquelas com linha pontilhada), assim como também as interligações de transmissão de energia elétrica. O subsistema de CO é apenas um centro produção de eletricidade. Os subsistemas NE e SE representam grandes centro de carga. O horizonte de planejamento é dez períodos anuais aonde cada período anual considera três patamares de carga (base, médio e pico), com durações de 4000, 3000 e 1760 horas, respectivamente. Os dados completos deste caso de estudo são apresentados no apêndice B. O tempo computacional gasto para obter 12 soluções eficientes de Pareto neste exemplo foi em media 0.3 segundos para cada solução eficiente.

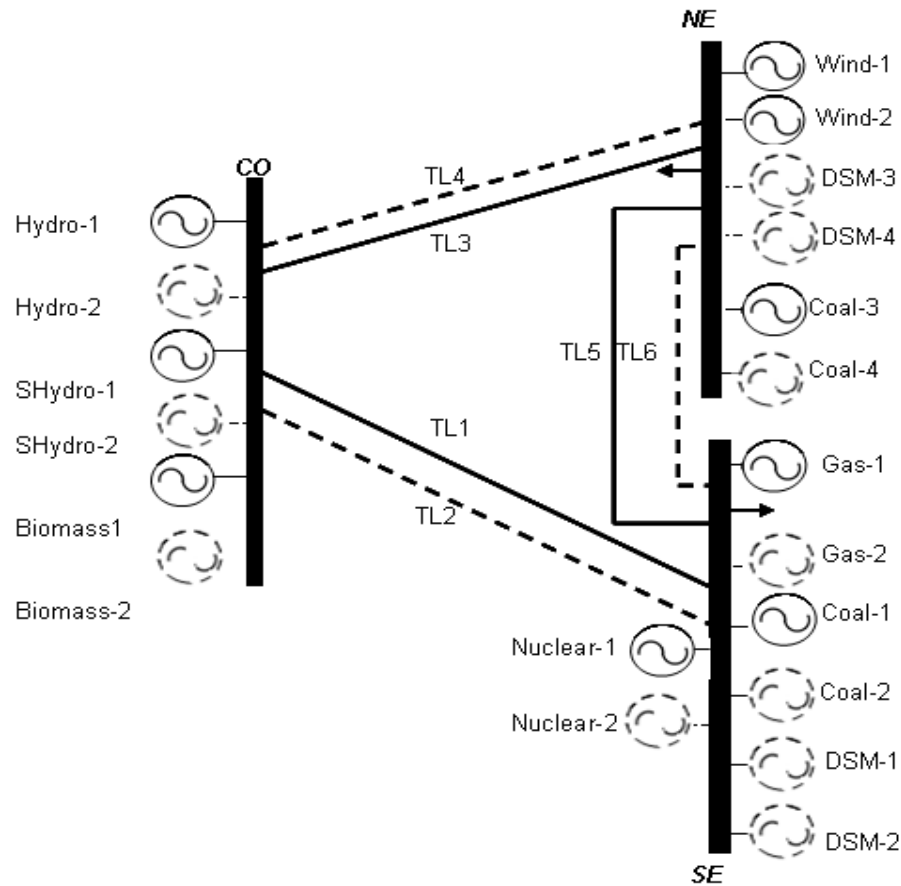


Figura 6-1. O sistema de energia elétrica considerado neste caso exemplo.

6.13.1. Resultados

O primeiro resultado obtido foi a matriz de pagamentos apresentada na Tabela 6-9. Os elementos da matriz são obtidos otimizando cada função objetivo separadamente porem considerando todas as restrições do sistema. Obtendo assim as soluções ideais para cada objetivo. Os elementos desta matriz são fáceis de entender. Por exemplo, os elementos da primeira linha indicam que as emissões de CO₂ foi de 0.238 ton CO₂-eq x10⁹ a um nível de diversificação energética 0.147 MWh x10⁹ correspondente à solução de minimização de custos (6.060) US\$x10⁹. Como se pode observar, os principais elementos da diagonal representam os valores ideais, enquanto que o maior valor de cada coluna correspondentes indica as valores anti-ideais.

A partir da análise das informações contidas na matriz de pagamentos, existe um importante grau de conflito entre os três objetivos considerados. Este conflito é especialmente notável entre custo e de GEE (minimizar GEE implica elevação de custos, e vice-versa).

Em qualquer caso, uma comparação par-a-par nas filas de matriz de pagamentos mostra um significativo grau de conflito entre os objetivos correspondentes. Nenhuma solução única gerada pela otimização de qualquer objetivo parece aceitável. Portanto, é útil procurar soluções de compromisso entre os três objetivos considerados. Nestas situações, o modelo de compromisso parece especialmente relevante para ser utilizado. Algumas indicações do compromisso (custos de oportunidade) entre os objetivos podem ser obtidas a partir da matriz de pagamentos. Assim, pode-se observar que a maximização da diversificação energética implica um custo elevado (14,852 US\$ $\times 10^9$), enquanto a redução da GEE é "barato" (11,252 US\$ $\times 10^9$).

Tabela 6-9. Matriz de pagos dos três objetivos considerados

Funções objetivo considerados	Valores de estas funções objetivo		
	Custos US\$ $\times 10^9$	GEE ton CO ₂ -eq $\times 10^9$	Diversificação energética MWh $\times 10^9$
Custos	6.060	0.238	0.147
GEE	11.252	0.116	<u>0.175</u>
Diversificação energética	<u>14.852</u>	<u>0.260</u>	0.074

Os números em negrita são os valores ideais e os sublinhados são os valores anti-ideais.

Tabela 6-10. Pesos dos objetivos considerados.

Peso para a o objetivo de minimizar custos	Peso para o objetivo de minimizar as emissões de GEE	Peso para a questão de maximizar a diversificação energética
0.500	0.300	0.200

A Tabela 6-10 apresenta os pesos correspondentes a cada um dos objetivos. Para este caso exemplo não foram feitas as pesquisas com os diversos setores, mas estes poderiam ser resultados do método AHP. Para tal, há a necessidade de solicitar aos representantes dos vários setores de sociedade fornecer as suas preferências. Neste caso em particular, foram utilizadas as preferências da sociedade espanhola retirados da referencia (Linares e Romero, 2000). Os setores consultados neste trabalho foram, a) reguladores, b) associação de empresas de geração c) organismos ambientalistas d) comunidade acadêmica e) organismos de governo atual, tal como o ministério de minas e energia. Seguramente, no Brasil estes e outros setores teriam que ser consultadas, para obter pesos realísticos.

O exemplo aqui considerado é um caso fictício, usado para ilustrar o modelo proposto. Sendo assim, essas ponderações podem ser consideradas bastante razoáveis. O custo financeiro é o atributo mais importante, seguido pelas emissões de GEE (provavelmente por causa do recente interesse político nesta questão). Diversificação da oferta de energia, por outro lado, mostra o menor peso, que é também coerente com a atual política energética seja na Espanha ou em muitos outros países.

Tabela 6-11. Conjunto de soluções compromisso.

Parâmetro	Valores das funções objetivo		
	Custos US\$x10 ⁹	GEE ton CO2-eq x10 ⁹	Diversificação energética MWh x10 ⁹
$L_{\infty} (\lambda = 0)$	7.2257	0.1482	0.1074
$\lambda = 0.4$	7.3062	0.1394	0.1097
$\lambda = 0.5$	7.3260	0.1376	0.1103
$\lambda = 0.6$	7.3929	0.1323	0.1122
$\lambda = 0.7$	7.3980	0.1320	0.1123
$\lambda = 0.8$	7.4023	0.1319	0.1122
$\lambda = 0.9$	7.4888	0.1303	0.1111
$L1(\lambda = 1)$	7.6007	0.1301	0.1079

Logo, após incluídas estas preferências no modelo compromisso MESEDES, a Tabela 6-11. apresenta as duas soluções limites e outras 6 soluções intermediárias. Procurou-se por 12 soluções, porém para os outros valores de λ as soluções de compromisso não mudaram, então nesta Tabela 6-11 é só mostrada apenas seis soluções que são distintas uma de outra. Estas soluções de compromisso podem ser mais bem visualizadas na Figura 6-2

Todas as soluções de compromisso são em menor e maior grau soluções eficientes e equitativas. Se o tomador de decisão quiser apenas uma solução, para caso de estudo, por exemplo, da Tabela 6-11 e Figura 6-2 nota-se que a solução correspondente à $L_{\infty} (\lambda = 0)$ poderia ser a solução preferida ou escolhida, devido ao seu caráter mais equitativo, que é a solução que permite atingir o melhor equilíbrio entre os diferentes objetivos considerados. Esta de solução $L_{\infty} (\lambda = 0)$ decorrente de uma modelagem multiobjetivo é melhor em comparação com a tradicional solução de custo mínimo (primeira linha da Tabela 6-9), pois com a análise multiobjetivo pode ser obtida uma solução na qual o

emissões de GEE se reduz em 37.7311%, já no caso da diversificação energética se conseguiu uma melhora em 26.9388%, com apenas um incremento em 19.2360% no custo total. Esta é um das causas do porquê o contexto multiobjetivo deve ser considerado nos processos de planejamento da expansão de sistemas elétricos.

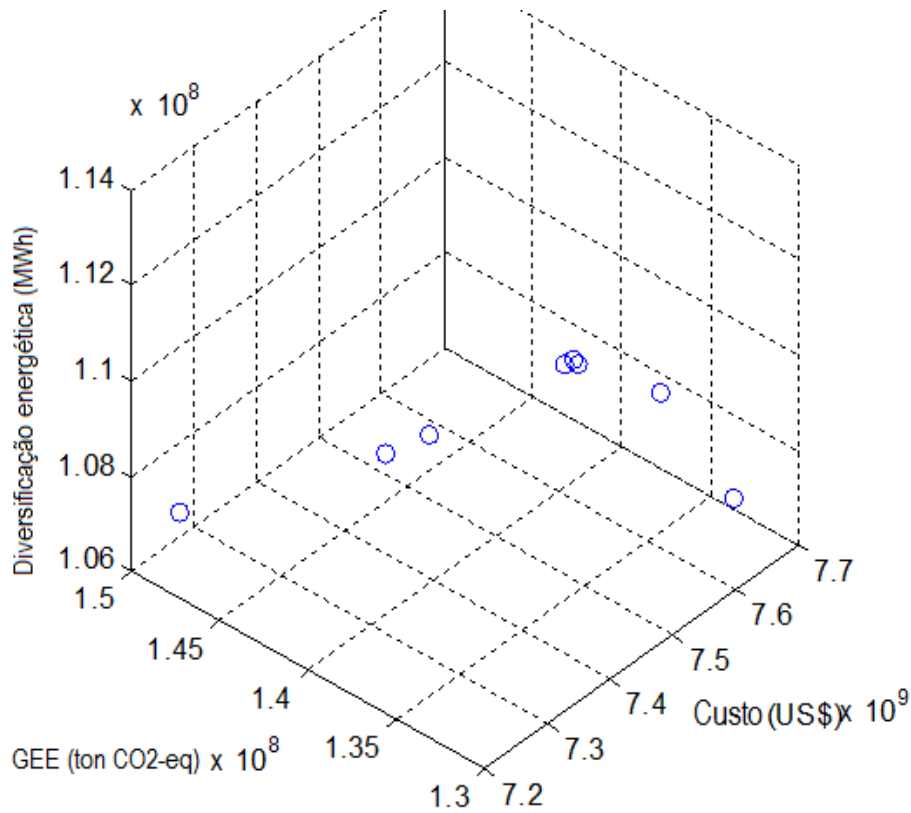


Figura 6-2. Visualização gráfica do conjunto solução compromisso.

Da Figura 6-3, pode-se perceber que, a solução compromisso L_∞ ($\lambda = 0$) promove em maior grau o despacho e os investimentos de tecnologias renováveis e programas de conservação de energia, sendo que as tecnologias não renováveis que emitem GEE na sua operação, tal como o carvão e o gás natural, representam em conjunto menos de 10% do total de energia durante o horizonte de planejamento de expansão considerado.

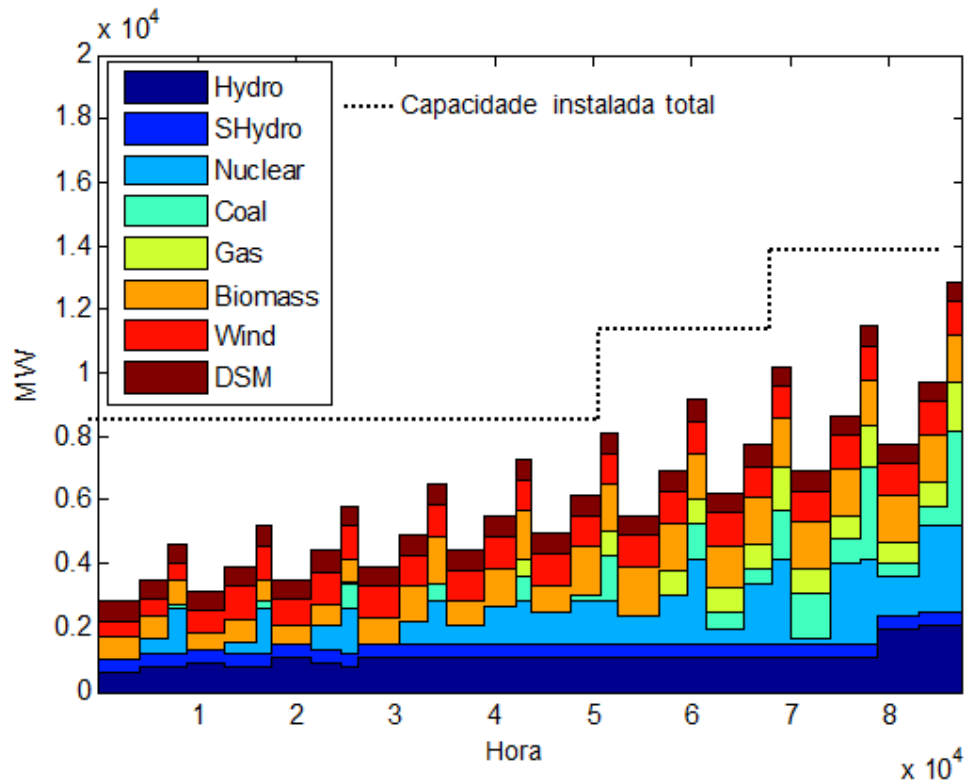


Figura 6-3. Despacho e capacidade instalada total ao longo do horizonte de planejamento.

Através da Figura 6-3, pode-se notar que, para este caso, as tecnologias nucleares representam um valor considerável de 15% do total de potência instalada e a energia despachada ao longo do horizonte de planejamento. Isto é explicado pelo fato de que neste caso hipotético, o modelo proposto faz uma eleição de usinas de geração com características mais econômicas (seja de investimento e/ou de operação) e com menor emissão de GEE. A bibliografia atual diz que as usinas nucleares praticamente não emitem gases de GEE durante a seu despacho. Outro fator que corrobora este resultado é a consideração de maximizar a diversificação das fontes energéticas como exigência de longo prazo da segurança do abastecimento energético. Neste caso exemplo os pesos das preferências para cada um das fontes foram as mesmas. No entanto, estudos muito recentes sobre o papel da energia nuclear no âmbito do desenvolvimento sustentável é ainda uma discussão aberta pela comunidade científica, instituições e governo. Sendo assim, pesquisas adicionais sobre os impactos desta fonte energética devem ser feitos.

B) Impacto de captura de CO₂

A Tabela 6-12 apresenta os resultados da solução de compromisso L^∞ , para vários valores de custo ou penalidades para o excesso de emissões de GEE. Figura 6-4 e Figura 6-5 mostram as quantidades ao longo de horizonte de planejamento de toneladas de CO₂-eq capturados em cada usina termelétrica que decidiu pelo uso da tecnologia de captura de CO₂-eq, quando se considerar um custo de excesso de emissão nulo e 100 US\$/tonCO₂-eq, respectivamente. Finalmente a Figura 6-6 mostra o despacho das usinas geradoras ao longo do período, quando se considera um custo de penalidade pelo excesso seja 100 US\$/tonCO₂-eq.

Tabela 6-12. Resultados para a solução de compromisso L^∞ , para diferentes valores de penalidades de GEE.

Penalidade de emissão de GEE em US\$/ton CO ₂ -eq	Custo total em US\$ $\times 10^9$	Custo da captura de CO ₂ -eq + a penalidade total da emissão de GEE em US\$ $\times 10^9$	CO ₂ -eq capturado ton CO ₂ -eq $\times 10^9$	GEE ton CO ₂ -eq $\times 10^9$	Diversificação energética MWh $\times 10^9$
0	7.2257	0.180290	0.011826	0.1482	0.1074
50	6.4195	-0.66876	0.030108	0.1452	0.1042
100	5.2787	-1.87860	0.031252	0.1440	0.1029

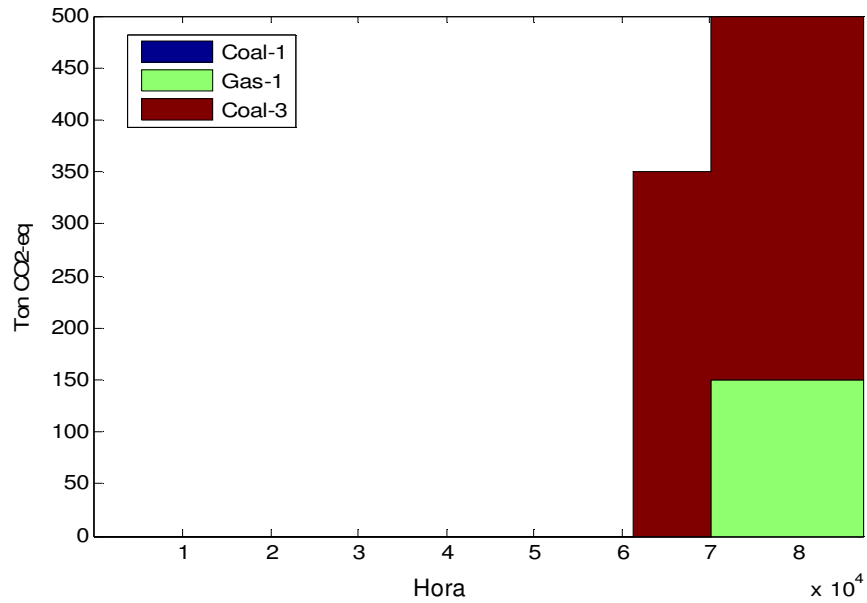


Figura 6-4. Quantidade de CO₂-eq capturado pelas usinas geradoras, no caso de custo de penalidade do excesso de emissão seja nulo.

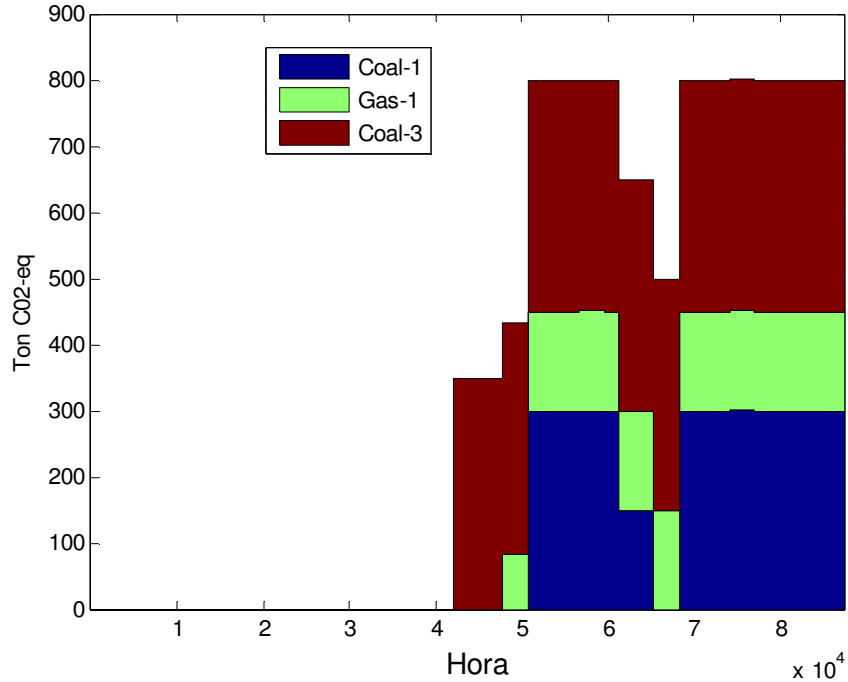


Figura 6-5. Quantidade de CO₂-eq capturado pelas usinas geradoras, no caso de custo de penalidade pelo excesso seja 100 US\$/tonCO₂-eq.

Da Tabela 6-12 nota-se que o montante da captura de CO₂-eq é totalmente dependente do valor da penalidade do excesso das emissões de GEE. Para uma penalidade de 100 US\$/tonCO₂-eq, a emissão de GEE é reduzida em 62,1592% e uma “redução” do custo total em 26.9455%. Além disto, melhorou a diversificação energética em 4,1%, ou seja, houve uma melhora em todos estes valores quando comparados com respeito ao caso com penalidade nula.

Na verdade, esta “redução” não é uma redução propriamente dita, o que aconteceu é que dado o alto valor das penalidades, o modelo determina uma expansão e despacho das usinas de modo que se tenham créditos de carbono o qual são representadas como custos “negativos”. Este crédito está disponível para ser comercializado em qualquer mercado de emissões, permitindo que o custo absoluto do sistema diminua. Porém, caso este custo não diminuísse, estes créditos seriam substituídos ou por penalidades ou por tecnologias de captura que tendem a ter um valor de custo maior. Isto demonstra quão sensível passa a ser para a decisão de planejamento os custos oriundos das questões de sustentabilidade.

A consideração de um elevado custo de penalidade promove a expansão e operação de sistemas elétricos através usinas de geração com baixas emissões de GEE e projetos de eficiência energética, tal como pode se visualizar na Figura 6-6.

Da Figura 6-4 e Figura 6-5 pode-se notar que somente penalidades altas conseguem promover as energias renováveis, conseguindo uma alta redução das emissões de GEE diretas. Porém a redução absoluta da emissão de GEE é apenas 3%. Isto é devido ao fato que as penalidades só estão vendo as emissões diretas, portanto projetos de geração com baixa emissão direta e baixa emissão indireta estão sendo considerados. No entanto, recomenda-se que as penalidades não só devem considerar as emissões diretas se não também as emissões indiretas, para assim conseguir uma efetiva redução das emissões de GEE.

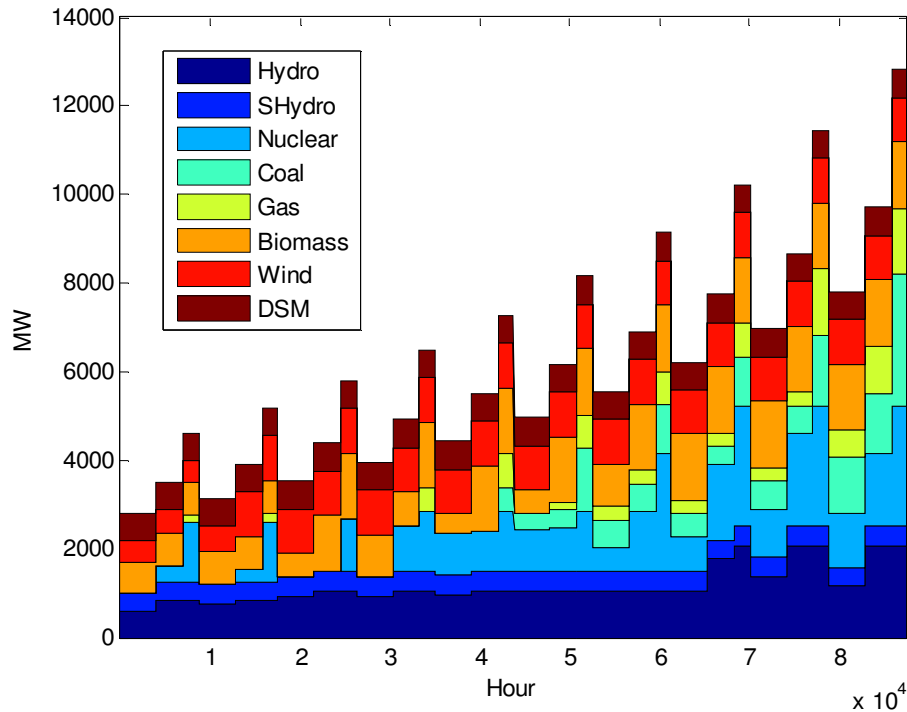


Figura 6-6. Despacho das usinas geradoras ao longo do período, quando se considera um custo de penalidade pelo excesso seja 100 US\$/tonCO₂-eq.

6.14. Considerações Finais

Neste Capítulo foi apresentado, modelado e formulado o modelo computacional MESEDES. Este modelo computacional serve para simular e estudar o planejamento da expansão de longo prazo de sistemas de geração e troncos de interligação de energia elétrica. A proposta neste caso é a internalização de alguns critérios de desenvolvimento sustentável tais como o questão econômica, sócio-ambiental, eficiência energética e de diversificação energética do suprimento de energia elétrica. Foi comentado a urgente necessidade de se promover o crescimento econômico, porém respeitando as questões ambientais e de eficiência energética em forma conjunta. Uma das formas de tratar os aspectos de sustentabilidade é através do análise de decisão multiobjetivo. Através do caso exemplo foi possível constatar a sensibilidade e a mudança de decisão no planejamento da expansão quando se consideram os aspectos de sustentabilidade.

Capítulo 7

Conclusões

7.1. Conclusões

A forma de elaborar o plano de expansão de sistemas elétricos tem evoluído sistematicamente em função da reestruturação do setor, da integração com outras indústrias, da consideração dos aspectos ambientais, etc. Esta evolução coloca em dúvida a prática tradicional de utilizar a função de mínimo custo como objetivo principal do processo de planejamento. Este trabalho tenta contribuir nesta direção destacando-se:

- Uma sugestão de aprimoramento no modelo de planejamento elétrico de longo prazo (MESEGAS), no que diz respeito à formulação dos custos de investimento. Uma formulação baseada em custos equivalentes anualizados é sugerida. A consideração do tempo de vida das instalações de geração é também sugerida e modelada.
- A inclusão da infra-estrutura de transporte, armazenagem e fornecimento de gás natural dentro da modelagem do planejamento da expansão de sistemas de gera-

ção e troncos de interligação. As conexões físicas entre os sistemas de gás natural e o sistema elétrico são as usinas termelétricas. O modelo resultante MESEGAS é um modelo computacional para efetuar o planejamento da expansão do setor eletricidade e gás.

- O planejamento integrado da expansão da produção e transporte de eletricidade e gás natural permitiria criar uma base de dados comum entre os dois setores, aumentando a transparência sobre a situação de abastecimento e facilitando o diálogo entre governo e agentes dos setores de eletricidade e gás sobre as alternativas de uso. Além disto, permitiria explicitar o “*tradeoff*” entre os prejuízos econômicos de ambos os setores otimizando a segurança do suprimento energético. O planejamento integrado gás-eletricidade atrasa ou adia os investimentos apropriadamente, maximizando o benefício social de ambos os setores.
- Embora sejam necessários estudos mais aprofundados para se avançar nas discussões sobre o tema, este trabalho mostra que a setor gás natural e o setor elétrico, quando associadas com estocagem ou armazenagem de gás natural, podem se tornar ambos sistemas mais eficientes do ponto de vista econômico e operacional. A maior inserção das termelétricas na matriz energética tem potencial para elevar ou controlar os níveis dos reservatórios das hidrelétricas, exercendo impacto positivo no sistema elétrico. A armazenagem, por sua vez, também podem garantir às termelétricas o fornecimento de GN e a competitividade no mercado.
- No médio e longo prazo, um conjunto de estocagens de gás natural (ESGN) pode atuar como estoque de segurança, garantindo o sistema contra riscos de interrupções no fornecimento de GN e energia, principalmente quando considerada as relações.
- No Brasil, projeta-se em longo prazo um mercado de GN mais desenvolvido, com infra-estrutura montada muito maior que a atual e também com uma diversidade maior de players, além de legislação e regulamentação estabelecida. Neste cenário, proprietários a estocagem de GN poderão auferir receitas junto a diversos segmentos de consumo além das termelétricas. Neste caso, a ESGN pode servir como suporte ao desenvolvimento do mercado de GN como um todo, como ocorreu nos mercados europeu e americano. O investimento em ESGN tam-

bém pode incentivar pesquisas tecnológicas na área, tanto da prospecção e busca de novas fontes quanto de técnicas de estocagem, contribuindo assim para o desenvolvimento do setor no Brasil.

- Por fim, cabe lembrar que ESGNs estão presentes na grande maioria dos países onde o GN é representativo na matriz energética, e são projetos de longo prazo. Nesse sentido, se o Brasil pretende aumentar a participação do GN em sua matriz energética, são necessários esforços na capacitação em tecnologias relacionadas à estocagem, e ao mesmo tempo, na regulamentação governamental que considere, e até incentive, projetos dessa natureza.
- O desenvolvimento de um modelo multiobjetivo para o planejamento da expansão de sistemas de geração e troncos de interligação. O modelo considera três objetivos: minimiza o custo total (de operação e expansão), impactos sócio-ambientais e maximiza a diversificação energética no horizonte do planejamento multiestágio. O modelo computacional proposto denomina-se MESEDES.
- A inclusão do ciclo total de vida das usinas expresso em termos de tonCO₂-eq de gases de efeito estufa.
- A inclusão no modelo MESEDES das tecnologias de captura de emissões de gases de efeito estufa de usinas termelétricas. Os possíveis impactos destas tecnologias na redução de gases de efeito estufa quando se considerar um mercado de carbono também foi formulada e estudada.
- A consideração da diversificação energética como uma função objetivo no modelo MESEDES.
- A inclusão da internalização da participação dos diversos agentes do setor elétrico e dos setores da sociedade no processo de planejamento. O método AHP foi sugerido para capturar e quantificar através de entrevistas os pesos para cada um dos objetivos propostos. Neste trabalho foi utilizado o resultado do sistema espanhol devido à dificuldade em realizar as pesquisas no Brasil.
- A utilização da programação de compromisso que consiste em duas fases. Na primeira são conhecidas algumas soluções ideais e anti-ideiais para cada um dos objetivos. Na segunda são encontradas as soluções não dominadas (Pareto-ótimas).

- A consideração de critérios de sustentabilidade proposta nesta tese, serve de apoio à tomada de decisão no processo de planejamento do setor eletroenergético. A consideração de critérios de sustentabilidade deve ser entendida não apenas pelo fato esta abordagem promove o suprimento de energia elétrica através energias renováveis, e impulso à conservação da energia através de programas de eficiência energética, e ainda propicia a diversificação energética, se não também pelo fato que esta abordagem permite um crescimento econômico sustentável através da geração de oportunidades de emprego e bem-estar da sociedade presente e futura.
- O Brasil se destaca como um dos países de maior potencial para exportar créditos de carbono no mundo, em grande parte, devido ao seu grande potencial para produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis. Isto significa que o Brasil tem uma grande oportunidade não só de ajudar a reduzir o aquecimento global do planeta senão também a oportunidade de ser uma grande exportador de créditos de carbono que traz o benefício da sociedade Brasileira.
- No contexto de planejamento centralizado da expansão de sistemas de geração, este mercado poder ser considerada assumindo que o estado atua como um empreendedor, isto é ele o “dono” de todos os empreendimentos de geração e transporte de geração elétrica. Sob esta premissa, nesta tese foi considerado que este “empreendedor (o governo)” deseja otimizar o lucro dos investimentos decorrentes de projetos de geração limpa para serem vendidas no mercado internacional de crédito de carbono. Para isso, nesta tese isto foi formulado dentro de uma função objetivo de custo, na qual considera-se o preço internacional do CO₂ como parâmetro de entrada.

7.2. Sugestão de trabalhos futuros

A seguir são identificados os seguintes futuros trabalhos que permitirão avançar na pesquisa que culminou nesta tese:

- Consideração das incertezas e curvas de aprendizagem dentro do modelo MESEGAS.
- Integração do modelo MESEGAS com o modelo MESEDES.
- Modelo de planejamento de expansão integrada de sistemas de energia elétrica e gás natural num ambiente aberto à competição.
- Estudo mais aprofundado das contribuições da metodologia de Programação Inteira-Mista Multiobjetivo para o planejamento do “*mix energético*”.
- Estudo de contribuições de outras abordagens multicritério no mesmo contexto e avaliações da forma como as incertezas podem ser tratadas incluindo inclusive métricas de riscos em ambos modelos.
- Aplicação do modelo MESEDES usando dados de um sistema real.
- Modelagem de curvas de aprendizagem no modelo MESEDES.
- Aprimoramento do modelo MESEDES considerando o mercado de carbono no Brasil.
- Desenvolvimento de modelo multicriteriais de apoio à decisão de políticas energéticas e metodologias de métricas de desenvolvimento sustentável de um país ou região.

Anexo A

Panorama Atual do Desenvolvimento Eletro-Energético Sustentável no Brasil

A.1. Introdução

A disponibilidade de energia nas condições de quantidade e qualidade adequadas a custos competitivos tem-se constituído em um dos mais importantes pré-requisitos para o desenvolvimento econômico das nações. Em vista disso, a energia tem sido tratada como um bem de natureza estratégica, e não por acaso a segurança energética tornou-se um dos temas mais relevantes da agenda mundial (Tolmasquim, Guerreiro *et al.*, 2007).

Historicamente, o Brasil apresenta uma importante vantagem comparativa no setor energético, relacionada à abundância de recursos naturais a baixos custos em termos relativos. A questão que se coloca para o país nos próximos anos é: quais desafios se enfrentaram e quais ações serão de empreender para manter essa vantagem comparativa?(Goldemberg e Moreira, 2005).

Nesse contexto, o Estado tem assumido papel essencial na condução dos rumos do setor energético, especialmente em relação a barreiras de mercado e a conflitos de interesses entre os vários agentes que atuam nesse mercado. Essa ação vem sendo claramente empreendida na direção da redução da pobreza e da ampliação do acesso à energia às camadas sociais menos favorecidas. Mais recentemente, a preocupação com os impactos ambientais da produção e do uso da energia, em especial as emissões de gases e seus efeitos sobre o clima do planeta, tem reforçado a necessidade de regulação e da definição de políticas especificamente orientadas para assegurar a sustentabilidade do desenvolvimento econômico, o que decerto exige planejamento e ação governamental (Goldemberg e Moreira, 2005). Daí a importância do desenvolvimento de estudos para o planejamento energético de longo prazo, mediante os quais, com base no diagnóstico do quadro econômico e energético internacional e doméstico, pode-se identificar tendências e elementos que permitem orientar a definição de políticas públicas. Desta forma, pode-se assegurar uma disponibilidade energética adequada, a universalização do acesso à energia, o uso mais eficiente desse recurso, a minimização de seus custos e sua sustentabilidade ambiental. O setor energético brasileiro não pode prescindir de um processo de conhecimento contínuo, sistematizado e dinâmico em face dos desafios de criar condições para a rápida expansão de oferta que se avizinha e de implantar o processo de diversificação da matriz energética, fundamental e estratégico perante o panorama energético mundial (Tolmasquim, Guerreiro *et al.*, 2007).

Este anexo descreve brevemente o panorama do desenvolvimento eletro-energético sustentável no Brasil. Inicialmente são abordados aspectos e conceitos gerais sobre a energia e o desenvolvimento sustentável. A seguir é abordada a perspectiva do setor eletro-energético brasileiro no contexto de desenvolvimento econômico social e as suas implicações ambientais. Finalmente são discutidas as estratégias de desenvolvimento sustentável no Brasil, com especial ênfase no setor eletro-energético.

A.2. Desenvolvimento Sustentável

A energia, independentemente de sua origem ou proveniência, é um fator determinante ao desenvolvimento, tanto econômico quanto social de uma nação. Os serviços energéticos são responsáveis pelo atendimento das necessidades do ser humano e da

sociedade como um todo; seu bem estar depende diretamente de benefícios extraídos de ecossistemas e dos respectivos serviços proporcionados pelos mesmos (Ipcc, 2007). Entretanto, os aumentos da população mundial e da atividade econômica relacionada alavancam a demanda por recursos energéticos. Como conseqüências, uma série de alterações nos ecossistemas naturais, além de sua capacidade de regeneração, implicam, tanto de forma direta quanto indireta, em diversos impactos negativos, não apenas de ordem ambiental, mas de repercussão em esferas sociais e políticas.

Diante desta série de impactos negativos, torna-se patente a necessidade de se buscar um ponto de equilíbrio quanto à utilização de recursos naturais, evitando extremos como o uso abusivo e predatório destes recursos, por um lado, e situações de racionamento energético, por outro (Udaeta, Galvão *et al.*, 2004). O desenvolvimento mundial nesse ponto de equilíbrio é o que pode ser chamado de desenvolvimento sustentável, e implica na utilização dos recursos naturais de forma responsável e coerente, visando tanto à satisfação das necessidades humanas atuais, quanto a disponibilidade de tais recursos às gerações futuras. Esta definição de Desenvolvimento Sustentável provém do Relatório “Nosso Futuro Comum”, de 1987 (Wced, 1987).

Outras definições foram elaboradas, entre elas a de Laroy, caracterizando-o como o “processo de administração de recursos ambientais dentro dos princípios éticos e sócio-políticos que orientam sua distribuição” (Leroy, 2002). Ainda, de acordo com o Instituto Internacional de Desenvolvimento Sustentável a premissa básica do Desenvolvimento Sustentável é de integrar o gerenciamento responsável de ecossistemas com o desenvolvimento humano, de forma a alcançar o bem estar para gerações presentes e futuras (Iisd, 2007).

O atual modelo de desenvolvimento mundial, baseado essencialmente em um modelo de mercado, não respeita tais premissas, provocando uma exploração predatória de recursos naturais e energéticos e uma distribuição desigual de recursos econômicos. O crescimento econômico em diversas partes do globo não é acompanhado por parâmetros igualmente importantes como o acesso à saúde e educação, e principalmente o bom funcionamento de ecossistemas. Em países desenvolvidos, o gerenciamento de impactos ambientais é trabalhado aos poucos, por meio de diversas ações. Já em países em desenvolvimento, a questão ambiental ainda não pode ser satisfatoriamente atendida diante de

diversas prioridades de ordem econômica, social e política (Ipcc, 2007), (Reis, Fadigas *et al.*, 2005).

Assim, o conceito de desenvolvimento sustentável em termos da preservação de necessidades de gerações futuras perde força em um contexto no qual ainda se busca a satisfação de necessidades presentes primordiais. Pode-se apontar a existência de uma demanda reprimida, não apenas de energia, mas de necessidades humanas básicas, em boa parte do globo terrestre. Este nível de demanda tende a se manter, pelo menos a médio prazo, ainda que ações corretivas sejam tomadas no presente (Iea, 2007).

Por tanto, é vital para o futuro da economia, do meio ambiente e da sociedade como um todo, não apenas assegurar a disponibilidade desta energia a toda a população mundial, como também usufruí-la da forma mais racional e eqüitativa possível, identificando e mitigando impactos relacionados a sua obtenção e disponibilização. Criar condições para atender às necessidades das populações sem comprometer os recursos naturais para as gerações futuras constitui um grande estímulo para se desenvolver novas tecnologias, sistemas e alternativas de gestão. A atividade socioeconômica deve, portanto, promover mecanismos de desenvolvimento limpo e conciliar recursos não-renováveis disponíveis atualmente com recursos renováveis potencialmente adotáveis em um momento futuro.

A.3. Energia e Meio Ambiente

Nos últimos anos, a temática ambiental tem estado no centro das discussões dos diversos segmentos da sociedade. O principais problemas ambientais da atualidade mais fortemente relacionados com a energia são: a) A poluição do ar urbano; b) A Chuva ácida, c) O efeito estufa e as mudanças climáticas ;d) O desmatamento e a desertificação ; e) A degradação marinha e costeira; f) O alagamento ; g) A contaminação radioativa.

Este trabalho, focaliza o item efeito estufa e as mudanças climáticas, já que este é um problema muito discutido atualmente e está mais fortemente ligado à produção de energia elétrica. Os outros problemas ambientais podem ser considerados como impactos indiretos ou diretos decorrentes do efeito estufa e das mudanças climáticas.

A.3.1 O Efeito Estufa e o Aquecimento Global

O efeito estufa é um processo que ocorre quando uma parte da radiação solar refletida pela superfície terrestre é absorvida por determinados gases presentes na atmosfera. Como consequência disso, o calor fica retido, não sendo liberado ao espaço. Este efeito é mais bem explicado graficamente na Figura 2-2. O efeito estufa dentro de uma determinada faixa é de vital importância, pois, sem ele, a vida como a conhecemos, não poderia existir.

O que se pode tornar catastrófico é a ocorrência de um agravamento do efeito estufa que desestabilize o equilíbrio energético no planeta e origine um fenômeno conhecido como aquecimento global.

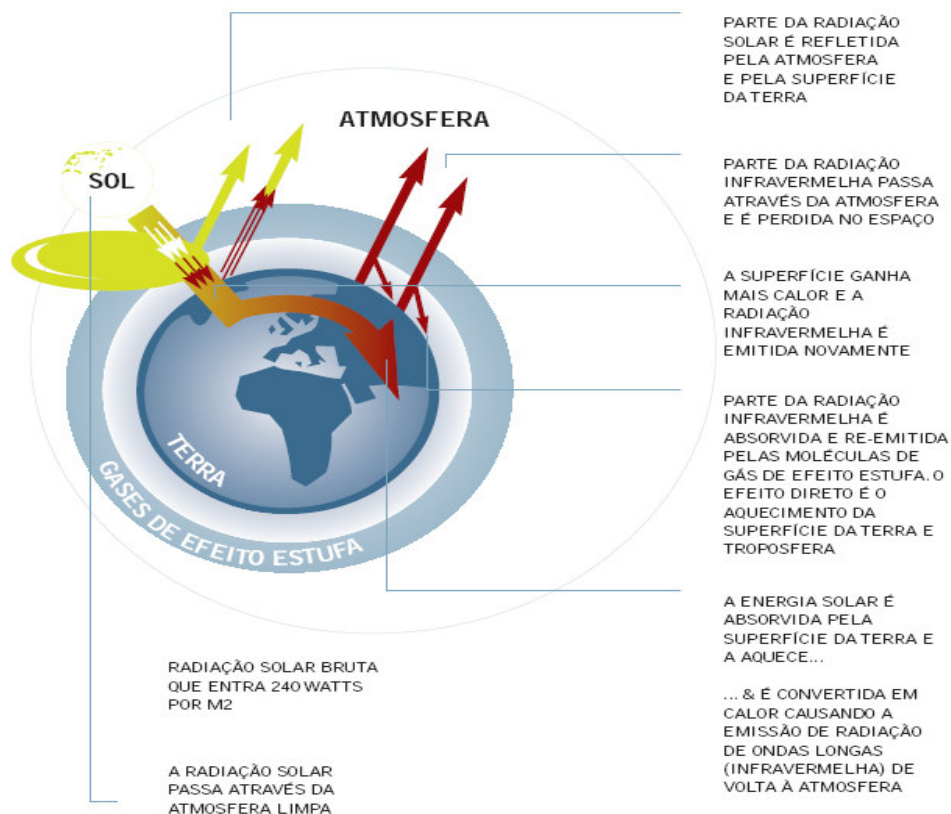


Figura A-1. O efeito estufa.

O IPCC (Painel Intergovernamental para as Mudanças Climáticas, estabelecido pelas Nações Unidas) no seu relatório mais recente (Ipcc, 2007) diz que a maior parte deste aquecimento, observado durante os últimos 50 anos, deve-se *muito provavelmente* a um aumento dos gases do efeito estufa.

Os gases de estufa (dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), clorofluorcarbonetos (CF_xCl_x)) absorvem parte da radiação infravermelha emitida pela superfície da Terra e radiam por sua vez alguma da energia absorvida de volta para a superfície. Como resultado, a superfície recebe quase o dobro de energia da atmosfera do que a que recebe do Sol e a superfície fica cerca de 30°C mais quente do que estaria sem a presença dos gases de efeito estufa.

O problema do aumento dos gases estufa e sua influência no aquecimento global, tem colocado em confronto forças sociais que dificultam o tratamento deste assunto do ponto de vista estritamente científico. Alinham-se, de um lado, os defensores das causas antropogênicas como principais responsáveis pelo aquecimento acelerado do planeta, que são a grande maioria. Do outro lado estão os “*céticos*”, que afirmam que o aquecimento acelerado está muito mais relacionado com causas intrínsecas da dinâmica da Terra do que com os reclamados desmatamento e poluição, que mais rápido causam os efeitos indesejáveis à vida sobre a face terrestre do que propriamente ao aquecimento global.

Porém, o fato é que atualmente, o meio ambiente é prejudicado pelo uso de combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás) para energia e transporte. Como consequência, as mudanças climáticas já estão afetando a vida de bilhões de pessoas. A previsão é que essas alterações no clima destruirão o modo de vida de muitas pessoas nos países em desenvolvimento, além de acarretar a perda de ecossistemas e espécies nas próximas décadas. É necessário reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa, tanto por razões ambientais como econômicas.

De acordo com o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, 2007), órgão das Nações Unidas que elabora relatórios baseados no melhor conhecimento científico disponível, a temperatura mundial aumentou em média 0,7°C nos últimos 140 anos e poderá aumentar até 5,8°C nos próximos, até o ano 2100. Esse aumento seria a alteração climática mais brusca já vivida pela humanidade. Para evitar que isso ocorra, uma política climática global deve ter por objetivo manter o aumento da temperatura global em menos de 2°C em relação aos níveis pré-industriais. Acima desse limite, os prejuízos aos ecossistemas e a alteração do sistema climático serão muito mais drásticos. Há pouco tempo hábil para mudar o sistema energético global e impedir que isso

ocorra: no mais tardar, até o final da próxima década, as emissões globais de gases estufa terão que atingir seu pico e entrar em declínio para atingir o objetivo de manter o aumento da temperatura abaixo de 2°C.

Hoje, as mudanças climáticas já prejudicam pessoas e ecossistemas, como provam o derretimento das geleiras polares e do *permafrost* (solo congelado da região ártica), a destruição de recifes de corais, o aumento do nível do mar e as ondas de calor cada vez mais intensas. Não são somente os cientistas que estão testemunhando essas mudanças. Dos *inuits* que vivem no Ártico aos moradores de ilhas equatoriais, as pessoas já sofrem os impactos das mudanças climáticas. Um aquecimento global médio de 2°C já representa uma ameaça a milhões de pessoas, com aumento do risco de fome, malária, inundações e falta de água.

É a primeira vez que a humanidade encontra-se diante de uma crise ambiental de tamanha magnitude. Se não houver ação imediata para deter o aquecimento global, os danos serão irreversíveis. A única maneira de evitar os danos é reduzir rapidamente as emissões (Ipcc, 2007).

A.4. Planejamento eletro-energético voltado ao desenvolvimento sustentável

A atual geração de eletricidade na maioria dos países do mundo baseia-se, principalmente, na queima de combustíveis fósseis em enormes estações energéticas que desperdiçam grande parte da energia primária. Ao longo da rede de transmissão e durante a conversão de alta tensão para tensões adequadas ao consumo doméstico e comercial, mais energia é perdida. Esse sistema é muito vulnerável a problemas como: falhas técnicas locais, interrupções provocadas por eventos meteorológicos ou até mesmo panes provocadas de forma deliberada. Falhas desse tipo provocam um efeito cascata que resulta em blecautes e interrupção do fornecimento para grandes áreas. Qualquer tecnologia utilizada para gerar eletricidade nesse modelo antiquado estará, inevitavelmente, sujeita a esses problemas. Portanto, no cerne do desenvolvimento energético sustentável está a necessidade de uma mudança radical na forma como a energia é produzida e distribuída.

Os princípios que serão descritos a seguir, são aqueles princípios promovidos e defendidos por grupos ambientalistas tais como o Greenpeace e WWF. Porém, do ponto de vista científico, para alguns pode parecer aceitável todos os princípios, mas para outros, não totalmente. Na verdade, essa é uma grande discussão aberta atualmente. Esta sub-seção limita-se a fazer uma sinopse do que é um desenvolvimento energético sustentável para o setor social. Segundo o GREENPEACE, o desenvolvimento energético no setor eletro-elétrico pode ser alcançado pela adesão dos cinco seguintes princípios fundamentais:

1) Implantar sistemas de energia limpa, soluções renováveis e descentralizadas:

As fontes energéticas são abundantes. Tudo o que deve ser feito é utilizar as tecnologias existentes para aproveitar a energia de modo mais eficiente. Energias renováveis e medidas de eficiência energética estão disponíveis, são viáveis e cada vez mais competitivas. Eólica, solar e outras tecnologias de energia renovável obtiveram crescimentos de mercado de dois dígitos na década passada. As mudanças climáticas são uma realidade. O setor de energias renováveis também. Sistemas descentralizados e sustentáveis de energia produzem menos emissões de carbono, são mais baratos e menos dependentes da importação de combustíveis. Criam mais empregos e dão poder às comunidades locais. Sistemas descentralizados são mais seguros e mais eficientes. Este é o objetivo de um desenvolvimento energético sustentável.

2) Respeitar os limites naturais:

A sociedade precisa aprender a respeitar os limites da natureza. A atmosfera não tem capacidade de absorver tanto carbono. A cada ano, as atividades humanas emitem o equivalente a cerca de 23 bilhões de toneladas de carbono, literalmente saturando os céus. As reservas geológicas de carvão poderiam fornecer combustível por mais algumas centenas de anos, mas queimar esse combustível significaria ultrapassar os limites de segurança. O desenvolvimento da indústria de petróleo e de carvão precisa chegar ao fim. Com o objetivo de evitar que o clima da Terra fique totalmente fora de controle, a maior parte das reservas de combustíveis fósseis do mundo – carvão, petróleo e gás – devem permanecer no solo.

3) Eliminar gradualmente energias “sujas” e não sustentáveis

As usinas a carvão e nucleares devem ser gradualmente eliminadas e substituídas. Não se pode continuar a construir usinas a carvão em um momento em que as emissões oferecem um perigo real à manutenção da vida no planeta. Os incentivos às inúmeras ameaças nucleares também devem ser banidos, já que o pretexto de que a energia nuclear pode, de algum modo, ajudar no combate às mudanças climáticas não se sustenta. Não existe função para a energia nuclear num contexto sustentável.

4) Promover equidade e justiça

Por um lado, um terço da população mundial não tem acesso à eletricidade, enquanto a maioria dos países industrializados consome muito mais do que a sua justa parte. Os efeitos das mudanças climáticas nas comunidades mais pobres são agravados pela enorme desigualdade de distribuição da energia global. Um dos princípios básicos para abordar as mudanças climáticas é o da igualdade e justiça, de modo que os benefícios dos serviços de energia – como luz, aquecimento, eletricidade e transporte – sejam disponibilizados a todos. Somente assim poderá ser alcançada uma real segurança energética, bem como as circunstâncias para o genuíno conforto da humanidade. Considerando-se os limites naturais, deve-se buscar uma distribuição justa dos benefícios e dos custos entre as sociedades, nações e gerações presente e futuras.

5) Desvincular crescimento econômico do uso de combustíveis fósseis:

Começando pelos países desenvolvidos, o crescimento econômico deve ser totalmente desvinculado dos combustíveis fósseis. É uma falácia sugerir que o crescimento econômico deva ser atrelado ao aumento da queima de petróleo ou carvão. É necessário usar a energia produzida de modo muito mais eficiente. É necessário fazer uma transição ágil para as energias renováveis de modo a proporcionar um crescimento limpo e sustentável.

No contexto mundial atual, o fato é que, cerca de 80% da oferta de energia primária hoje ainda vem de combustíveis fósseis e os 7% restantes da energia nuclear (Weo,

2008). As fontes de energias renováveis suprem apenas 13% da demanda mundial de energia primária. A cota da energia renovável na geração de eletricidade é de 18%. A contribuição das renováveis para a demanda de energia primária na oferta de aquecimento é de 26%. A biomassa, que é utilizada principalmente para aquecimento, é a maior fonte de energia renovável disponível.

No contexto do desenvolvimento sustentável, esse quadro precisa mudar. A próxima década será crucial para se realizarem mudanças estruturais substanciais no setor energético. Muitas das usinas nos países industrializados, como Estados Unidos, Japão e União Européia, serão desativadas: mais da metade de todas as usinas em operação têm mais de 20 anos e estarão obsoletas em um futuro próximo. Por outro lado, países em desenvolvimento como China, Índia e Brasil terão que aumentar sua capacidade energética para suprir a crescente demanda resultante de sua expansão econômica.

Nos próximos dez anos, será decidido como suprir o aumento da demanda de energia, seja com o aumento do uso de combustíveis fósseis e nucleares ou pelo uso eficiente da energia renovável. No contexto de desenvolvimento sustentável, este suprimento baseia-se em uma nova conjuntura política favorável à energia renovável e à co-geração combinada à eficiência energética. Para que isso aconteça, tanto a energia renovável como a co-geração – em larga escala ou em pequenas unidades descentralizadas – devem crescer mais rápido do que a demanda geral de energia e substituir os antigos sistemas de geração.

Como não é possível abandonar de uma vez o sistema atual de geração energética, uma fase de transição é necessária para a implementação de uma nova infra-estrutura para geração de energia renovável. Embora exista o firme compromisso com a promoção de fontes renováveis de energia, reconhece-se que o gás natural, usado em usinas de co-geração de escala apropriada, é uma opção válida como combustível de transição, capaz de ajudar na descentralização da infra-estrutura energética. Com verões mais quentes, geradores triplos, que incorporam refrigeradores de absorção de calor utilizando a energia térmica, tornar-se-ão um método particularmente valioso para que se atinjam as metas de redução de emissões de gases estufa.

Um modelo de desenvolvimento energético sustentável prevê um caminho de desenvolvimento que transforma o atual modelo energético em um sistema sustentável. Para tanto, são recomendáveis promover os seguintes aspectos:

- **Eficiência energética**

Uma ampla exploração do potencial de eficiência energética, priorizando as melhores práticas atuais e as tecnologias que estarão disponíveis no futuro, assumindo uma contínua inovação. A energia economizada é distribuída igualmente pelos três setores – indústria, transporte e doméstico/negócios. O uso inteligente, não a abstinência, é a filosofia básica para a conservação energética. As mais importantes opções de economia energética envolvem o aperfeiçoamento dos processos de isolamento térmico e projetos de construção, máquinas e motores ultra-eficientes, substituição de sistemas elétricos de aquecimento pelo aquecimento renovável como os coletores solares e a redução no consumo de energia por veículos utilizados para o transporte de mercadorias e pessoas. Os países industrializados, que atualmente usam energia de modo mais ineficiente, podem reduzir seu consumo drasticamente sem perder o conforto domiciliar, o acesso à informação ou o entretenimento proporcionado por eletrônicos.

- **Eletricidade renovável**

O setor de eletricidade será o pioneiro na utilização da energia renovável. Nos últimos 20 ou 30 anos, todas as tecnologias renováveis para geração de eletricidade têm crescido continuamente, na ordem de 35% ao ano. Num contexto sustentável, considera-se que esse tipo de energia estaria consolidado por volta de 2030 a 2050. Até 2050, a maior parte da eletricidade seria produzida a partir de fontes de energia renováveis.

- **Energia descentralizada e uso de renováveis em larga escala**

Para atingir maior eficiência e reduzir perdas na distribuição, o cenário sustentável faz uso extensivo da Energia Descentralizada (ED), gerada no entorno ou no próprio local de consumo.

A ED é conectada a um sistema de rede de distribuição local, suprindo casas e escritórios, ao invés de acionar um sistema de transmissão de alta tensão. A proximidade da usina de geração de eletricidade dos consumidores permite que qualquer desperdício de calor dos processos de combustão seja canalizado para prédios ao redor, num sistema conhecido como co-geração, ou calor e energia combinados. A descentralização permite que quase toda a energia produzida seja utilizada, ao contrário do que acontece hoje

com as usinas movidas a combustíveis fósseis centralizadas e tradicionais. A ED também inclui sistemas isolados totalmente independentes das redes públicas.

- **co-geração**

Aumentar o uso da geração combinada de calor e energia (CHP) melhorará a eficiência da conversão de energia dos sistemas movidos a gás natural ou biomassa. No longo prazo, a diminuição da demanda por aquecimento e o enorme potencial para a produção de calor diretamente de fontes de energia renovável limitarão um maior uso da CHP.

A.5. Plano Nacional e Energia, 2030 da EPE/MME: Uma discussão sobre a ótica do desenvolvimento sustentável

O **Plano Nacional de Energia 2030 (PNE)**, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE do Ministério de Minas e Energia fundamenta-se nos seguintes procedimentos básicos para a projeção da demanda (Dorileo, Berni *et al.*, 2007):

- Apresentar cenários macroeconômicos para todas as variáveis e fatores cuja evolução está ligada a escolhas e decisões políticas não necessariamente relativas ao setor energético: cenários econômicos (taxa de crescimento do PIB, estrutura do PIB, estrutura da indústria, cenários nacionais e internacionais); cenários demográficos (taxa de crescimento da população, habitantes / domicílio, taxa de urbanização, regionalização, etc.); consideração de premissas como a caracterização do uso da energia, indicadores de consumo de energia, hipóteses de conservação, substituição de energéticos, posse e uso de equipamentos, evolução da frota de veículos e cenários tecnológicos;
- A análise *bottom-up*; análise detalhada com desagregação da demanda de energia no nível das formas de utilização (destinação) em cada segmento de consumo e serviço energético; e
- A energia final é obtida, então, a partir da energia útil, dos rendimentos de conversão de energia útil em final, para cada forma de utilização. Nas projeções preliminares são considerados os parâmetros de controle: elasticidade do consumo

de energia, elasticidade do consumo de eletricidade, intensidade energética, intensidade elétrica, consumos *per capita* de energia e de eletricidade e comparações internacionais. O modelo caracteriza os modos de consumo dos setores como também permite projetar a energia ofertada, incorporando-se opções de conservação de energia.

Segundo este estudo, o Brasil possui fontes primárias para produção de energia elétrica em quantidade suficiente para o suprimento do mercado de eletricidade, no horizonte além de 2030. De fato, apenas considerando a disponibilidade de recursos e reservas de energia no território nacional pode-se atender os mercados previstos no horizonte do Plano. No entanto aspectos como competitividade entre as fontes, diversificação da matriz energética, restrições socioambientais e racionalização do uso da energia levam a um portfólio múltiplo de alternativas na estratégia da expansão (Brasil, 2007).

As estruturas de oferta e consumo de eletricidade para os anos de 2005 (verificada) e 2030 (projetada) para o cenário de PIB de 4.1 % e um crescimento do consumo de energia elétrica também de 4.1 %, são apresentadas nas figuras a seguir (Brasil, 2007).

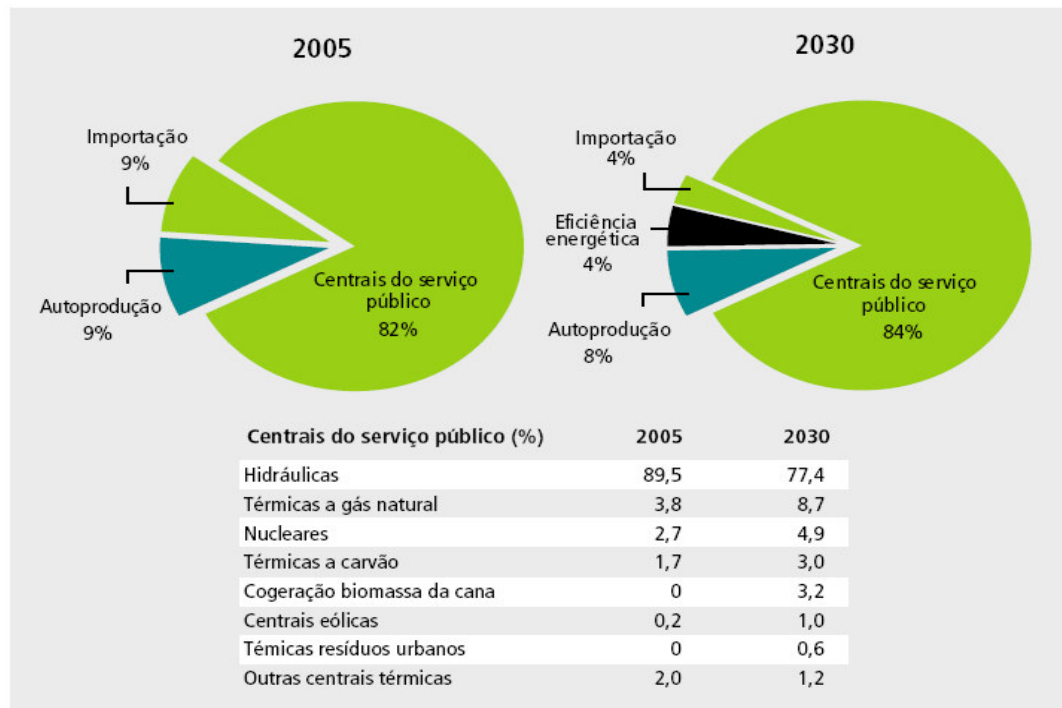


Figura A-2 Estrutura da Oferta de Eletricidade. Fonte: (Brasil, 2007).

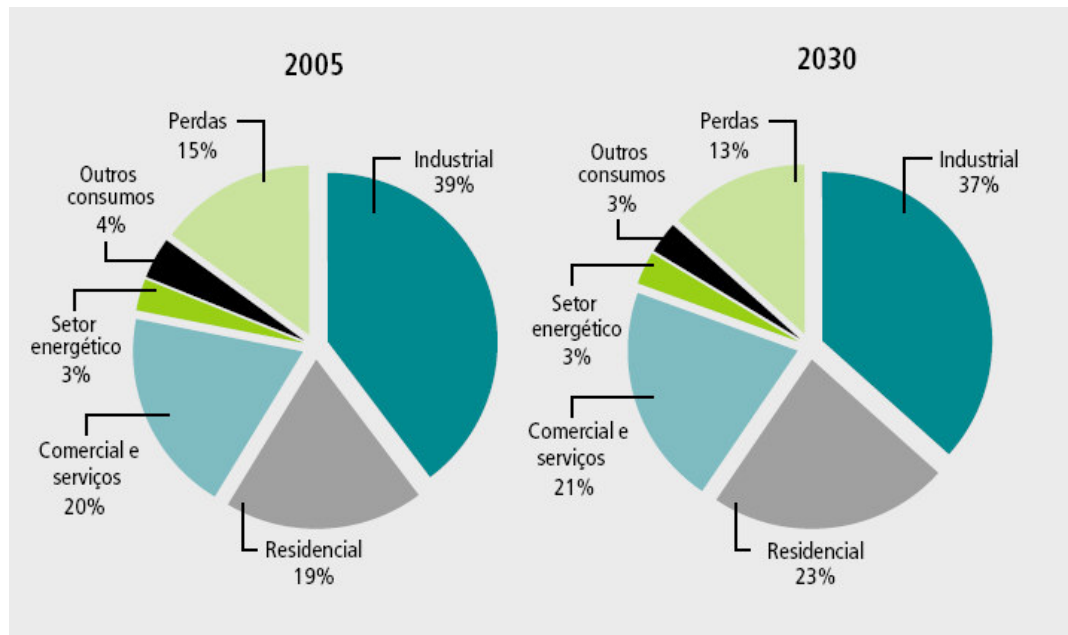


Figura A-3: Estrutura do Consumo de Eletricidade. Fonte: (Brasil, 2007).

• Hidreletricidade

No ano de 2005, considerando a parcela paraguaia de Itaipu, a hidreletricidade, em termos de capacidade instalada, situou-se em torno de 75%, e prevê-se que esse percentual se mantenha no ano 2030. Em outras palavras, dentre as diversas fontes de geração, a hidreletricidade ainda se manterá predominante no período de 25 anos, 2005/2030. Considerando as demais fontes renováveis nacionais, centrais eólicas, biomassa da cana-de-açúcar e resíduos urbanos, a parcela de energia renovável para produção de eletricidade se situaria em torno de 81%, em 2030, bastante elevada quando comparada com a média mundial atual de apenas 20%.

Do potencial hidrelétrico nacional total que permitiria a instalação de uma capacidade de cerca de 260 GW, foi identificada uma parcela de 174 GW como aproveitável, sob o ponto de vista ambiental, até o ano 2030. Considerando a parcela atualmente em operação, acrescida do previsto no horizonte decenal até 2015, que totaliza 98 GW, es-

taria, portanto, disponível para aproveitamento, no período 2015/2030, um montante de 76 GW. Importante notar que grande parcela deste potencial encontra-se localizada na Região Norte, na Amazônia, cuja viabilidade socioambiental deve considerar também os benefícios para os estados e para as comunidades onde se situam estas usinas hidrelétricas. Destaca-se a grande experiência brasileira em planejamento, projeto, construção, operação e fabricação de equipamentos para usinas hidrelétricas.

- **Termeletricidade**

Com relação ao programa complementar termelétrico, os estudos do PNE-2030, apontam a necessidade de expansão de usinas, operando prioritariamente na base, resultando numa ênfase para as opções carvão mineral, nuclear e biomassa. Por essa razão o carvão mineral evolui de 2% para 3%, e a nuclear de 3% para 5%, na oferta de eletricidade no período 2005/2030. As usinas térmicas a gás natural, em regime de complementação, por razões de competitividade, seriam também incorporadas ao sistema energético.

a) Nuclear – Os estudos do PNE-2030, indicam, por competitividade econômica, um montante mínimo de 4 GW, podendo alcançar 8 GW adicionais à Angra III, até 2030, localizados nas regiões Sudeste e Nordeste. Assim, estaria estabelecido um programa nuclear após as três unidades de Angra, no horizonte do Plano. Este programa nuclear apresenta o grande diferencial de não emitir gases causadores do efeito estufa.

b) Carvão Mineral – Os estudos PNE-2030, indicam que este recurso energético nacional, localizado na Região Sul, em grande quantidade e adequado para a produção de energia elétrica, apresenta custos competitivos, no período 2015/2030. Uma expansão mínima de 3,5 GW, foi estabelecida pelos estudos, podendo alcançar 6,0 GW, adicionais em relação à capacidade instalada de 2,5 GW, prevista para o ano de 2015. A utilização de tecnologia limpa possibilita a redução média de 80% de particulados na atmosfera e de mais de 90% de compostos de enxofre e nitrogênio.

c) Biomassa – A geração de energia elétrica a partir da biomassa é uma opção competitiva, ambientalmente viável e apresenta, para alguns combustíveis, diversidade sa-

zonal dentro do ano, com a geração hidrelétrica. Quantidades adicionais de biomassa resultam das atividades agrícolas e do lixo urbano. No estudo PNE-2030, considerou-se um incremento de geração, em função da oferta prevista de combustível, de 4,75 GW para a biomassa, a partir de cana-de-açúcar e de 1,3 GW, a partir de resíduos urbanos e outras biomassas, ambos no período 2015/2030.

d) Gás Natural – A geração de energia elétrica a partir do gás natural se insere no contexto de competição pelo uso desta fonte em outros setores como por exemplo, matéria prima na indústria química e na geração de calor industrial. A tecnologia de geração termelétrica a gás natural apresenta, no entanto, vantagens socioambientais, de cronogramas de construção, de competitividade (com operação em regime de complementação), de flexibilidade e de confiabilidade, o que recomenda a sua inclusão, no horizonte do Plano. Os estudos indicaram uma expansão, no período 2015/2030, de 8 GW, podendo atingir 15,5 GW, em um cenário de demanda alta e de disponibilidade do combustível.

A introdução do GNL na matriz energética nacional não é excludente com os investimentos na ampliação da produção do gás natural nacional. Uma produção de gás natural nacional abundante e o desenvolvimento de uma malha de gasodutos robusta devem ser o centro da política nacional de gás natural.

- **Outras Fontes Alternativas**

A inclusão das outras fontes alternativas foi considerada no horizonte do Plano PNE-2030, com uma expansão fixada, no período 2015/2030, de 6,0 GW para a alternativa PCH, podendo alcançar 8 GW, no cenário alto de demanda, e de 3,3 GW para as usinas eólicas. Além disto, o estudo apontou direcionamentos de recursos de P&D para estudos de desenvolvimento tecnológico neste tema, o que poderá acarretar, ainda neste horizonte estudado, a inclusão de novos montantes de energia oriundos de fontes alternativas que se tornem maduras e viáveis para competirem no mercado.

A estratégia de expansão do setor elétrico brasileiro proposta no PNE-2030 prevê a demonstração de “estratégia socioambiental ou a otimização possível em termos de sus-

tentabilidade da expansão do setor elétrico” e a apresentação de “estratégia para lidar com os aspectos socioambientais ao longo do processo de planejamento” (Brasil, 2007) . No entanto, a abordagem adotada pelo PNE procura expandir os recursos de oferta para atender ao crescimento da demanda futura, minimizando os custos econômicos desta expansão, somados aos aumentos das economias de escala na geração elétrica, atenuando a necessidade do uso eficiente e racional dos recursos; o estudo não explicita o quanto de energia pode ser conservado, apenas menciona essa possibilidade (Dorileo, Berni *et al.*, 2007).

A.6. A Agenda Elétrica Sustentável 2020 (AES) do WWF

A Agenda Elétrica Sustentável 2020 (AES) (Wwf-Brasil, 2006) é um estudo de Cenários para um Setor Elétrico Brasileiro Eficiente, seguro e competitivo, encomendado pelo WWF em parceria com associações de produtores e comerciantes de energias limpas, grupos ambientais e de consumidores, e elaborado pela Unicamp e *International Energy Initiative* - IEI, analisa o potencial energético brasileiro com auxílio de dois cenários:

i) Tendencial: que representa as projeções oficiais do setor elétrico e o que almeja a sustentabilidade; e

ii) Cenário Elétrico Sustentável: “de maior eficiência na geração e na transmissão de energia, racionalidade no consumo e uma maior utilização de fontes renováveis para a produção de eletricidade” .

A metodologia utilizada na Agenda Elétrica Sustentável 2020, segue os princípios do PIR – Planejamento Integrado de Recursos, que “considera as opções técnicas e econômicas viáveis tanto do lado da oferta, como da demanda de energia”(Reis, Fadigas et al., 2005).

O objeto deste estudo foi mostrar um cenário alternativo para atendimento da demanda de energia no Brasil através da adoção de fontes renováveis e de medidas de eficiência energética. Segundo o documento o país tem um grande potencial para redução do desperdício de energia, o que levaria a uma menor necessidade de investimentos em grandes usinas.

Esse estudo busca explorar um cenário até 2020 para o setor elétrico brasileiro, de maneira a atingir vários objetivos políticos, dentre eles, aumentar a segurança do suprimento de eletricidade, desenvolver inovações tecnológicas, baixar os custos para os consumidores finais, gerar empregos e reduzir os impactos sócio ambientais. Segundo o estudo, esse cenário de sustentabilidade é possível de ser atingido através de políticas agressivas de planejamento energético que têm como objetivo promover maior eficiência energética e maior utilização de fontes renováveis para a geração de eletricidade. Os autores chamam esse cenário de Elétrico Sustentável. Para efeito de referência, foi também desenvolvido outro cenário chamado Tendencial, que procura representar a evolução do setor elétrico segundo as projeções oficiais disponíveis no país.

O cenário Elétrico Sustentável demonstra o potencial de aumento da eficiência do setor elétrico e a possibilidade de dobrar a participação de fontes renováveis (biomassa, energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e solar térmica e fotovoltaica), em relação ao cenário Tendencial, reduzindo os gastos energéticos em até 38% das necessidades de eletricidade em 2020. Isso é possível por meio de uma combinação de esforços para reduzir o consumo e promover o uso racional de eletricidade e pela introdução mais expressiva de fontes renováveis em substituição a fontes fósseis para a geração de eletricidade. Maior eficiência energética, especialmente no lado da demanda, é uma estratégia essencial para permitir economia de recursos e possibilitar uma substituição de fontes fósseis e o fim da construção de grandes usinas hidrelétricas.

O cenário Elétrico Sustentável apresenta uma redução da taxa de crescimento da expansão da capacidade instalada para a geração de eletricidade. Enquanto o cenário Tendencial requer 204 mil megawatts (MW) de capacidade instalada (ou um crescimento anual de cerca de 5% ao ano de 2004 até 2020), o cenário Elétrico Sustentável requer uma capacidade total de 126 mil MW (um crescimento de 2% ao ano no mesmo período). As economias estimadas representam 293 TWh de eletricidade poupada no ano 2020, equivalente a cerca de 75% do consumo total em 2004. A participação de fontes fósseis para a geração de eletricidade, que, em 2004, representava 18% da capacidade instalada do país no cenário tendencial, atinge 25% da capacidade em 2020. Entretanto, o cenário Elétrico Sustentável propõe sua redução para 14% do total da capacidade instalada projetada.

O cenário Elétrico Sustentável tampouco necessita ser mais caro que o cenário Tendencial. Mesmo considerando gastos adicionais para a maior participação de fontes renováveis (que mesmo em 2020 deverão ser mais caras que as fontes convencionais), o cenário Elétrico Sustentável possibilita uma economia de 12% de gastos para o atendimento dos serviços de energia através de medidas de eficiência energética. Isso representa cerca de R\$ 33 bilhões que deixam de ser gastos até o ano de 2020 para gerar, transmitir e distribuir eletricidade no país.

Através da redução do desperdício da energia e do aumento da participação de novas fontes renováveis, este cenário evitará a implantação de mais de 74 mil MW no sistema elétrico nacional, o que corresponderia a aproximadamente 57 Angras III, ou 14 Belo Montes, ou seis Itaipus, ou ainda, sete vezes a capacidade instalada que o Plano Decenal de Expansão 2006-2015 planeja dentro de 10 anos para a região amazônica. Com isso, os potenciais conflitos socioambientais ligados à expansão de hidroeletricidade na Amazônia serão reduzidos.

Ainda segundo o estudo, existem também importantes benefícios adicionais decorrentes desse cenário Elétrico Sustentável no que se refere à geração de empregos, à preservação de biodiversidade e à redução das emissões poluentes. Somente considerando as oportunidades de maior utilização das fontes renováveis, é possível estimar que cerca de 3,5 milhões de novos empregos diretos e indiretos serão acrescentados àqueles já associados com o cenário Tendencial, totalizando 8 milhões de novos postos de trabalho gerados sob o cenário Elétrico Sustentável. Esse número não inclui novos empregos que devem certamente surgir através de maiores investimentos em eficiência energética, sejam empregos diretos ou indiretos.

A redução da expansão de hidrelétricas no cenário Elétrico Sustentável tem como consequência a diminuição da área necessária para reservatórios, reduzindo os impactos sobre a biodiversidade. Embora cálculos de área inundada sejam extremamente dependentes da localização geográfica, e porte dos empreendimentos, estima-se que a expansão associada ao cenário Elétrico Sustentável implique em uma área inundada sete vezes menor que aquela necessária para a capacidade instalada de hidrelétricas e PCHs do cenário Tendencial.

As emissões de CO₂ praticamente se estabilizam na faixa de 20 milhões de toneladas de dióxido de carbono (CO₂). As emissões de óxido de nitrogênio (NO_x) poderiam passar de 25 mil tNO_x em 2004 para 26 mil tNO_x no ano 2020, no cenário Elétrico Sustentável, mas poderiam atingir 77 mil toneladas em 2020 no cenário Tendencial. Caso fossem comercializados os créditos de carbono obtidos com o cenário Elétrico Sustentável a um custo internacional projetado para 2020 de 32 euros/tonCO₂, haveria ainda um crédito de R\$ 5,6 bilhões em 2020 (ou cerca de 2% do custo total do cenário Elétrico Sustentável). Se forem consideradas as emissões acumuladas durante o período 2004-2020, o cenário Elétrico Sustentável totaliza 413 milhões de toneladas evitadas de CO₂, superando a marca de 403 milhões de toneladas de CO₂ evitadas pelo Programa Proálcool entre 1975 e 2000. Tal economia poderia significar uma receita acumulada de R\$ 47,5 bilhões durante este período. Para tornar real o cenário Elétrico Sustentável, é necessário que o governo aprove e programe um plano estratégico para um setor elétrico mais eficiente e inovador, de modo a promover a implantação efetiva das medidas de eficiência de energia, bem como maior utilização de fontes renováveis. Tal plano deve incluir as nove medidas abaixo:

1. **LEILÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**
2. **PADRÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA**
3. **LICITAÇÕES TECNOLÓGICAS**
4. **METAS PARA INVESTIMENTOS EM EFICIÊNCIA**
5. **PROGRAMA NACIONAL DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (PROGEDIS)**
6. **PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA- SEGUNDA FASE (PROINFA II)**
7. **PROGRAMA NACIONAL PARA A ENERGIA SOLAR TÉRMICA (PROSOLTER)**
8. **REDUÇÃO DOS SUBSÍDIOS PARA AS FONTES CONVENCIONAIS DE ENERGIA**
9. **DISSEMINAÇÃO CONSTANTE DE INFORMAÇÃO**

A.7. Planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro visando o desenvolvimento Sustentável: Uma discussão

Nesta seção discutem-se questões relacionadas à sustentabilidade da expansão do parque de geração de energia elétrica no Brasil. Devido ao escopo do trabalho, esta seção focaliza-se apenas na questão socioambiental. A intenção de fazer esta discussão é dar uma visão “neutra” e gerar uma discussão sobre o atual paradigma da expansão no setor elétrico brasileiro. A discussão é baseada em bases científicas e experiências de especialistas, nem sempre totalmente aceitas por toda comunidade científica. Com isto, espera-se que o leitor tire as suas próprias conclusões.

O ano de 2007 ficou marcado na história do Brasil, como o ano em que o presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, estabeleceu o crescimento econômico como prioridade de seu Governo, em que terá apresentado à nação o programa para o desenvolvimento do País nos anos seguintes, um conjunto de medidas denominado de “Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)”. Conforme informações preliminares sobre este Programa, a meta de crescimento do País deveria ser estabelecida em 5%. Porém, com a desaceleração na economia brasileira devido à crise no mercado financeiro nos EUA, o governo brasileiro prevê que o país deve crescer entre 3,8% a 4% em 2009 (Folha-Online, 2008).

Para cumprir com essas previsões de crescimento econômico, necessariamente deverá ter reflexos imediatos no setor elétrico, pois é incontroverso que a energia elétrica constitui insumo dos mais relevantes, base *sine qua non* para o crescimento econômico. Desta forma, para que o setor em si não represente gargalo que impeça o desenvolvimento pretendido, cresce em importância a necessidade e a urgência de serem encontradas soluções para os desafios ambientais enfrentados pelo setor energético, em especial no que se refere à expansão da geração e aos conseqüentes ajustes na malha nacional de transmissão. Ainda, a rigor, a “ambiciosa” meta de crescimento deverá estar atrelada às diretrizes emanadas do próprio Governo Federal, a partir do Ministério do Meio Ambiente, de que todo crescimento econômico deve ser ambientalmente sustentável.

No ano 2007, a corretora de valores Merrill Lynch divulgou o relatório “China, India & Brazil: Overpowering growth” (Lynch, 2007), fornecendo aos investidores interna-

cionais interessados uma análise do setor elétrico nos três países, destacando as pressões que existirão nos próximos anos nas áreas regulatória, financeira e ambiental para atender a necessidade de crescimento na oferta de energia elétrica. Com uma expectativa de crescimento econômico nacional de apenas 4% por ano (mais modesta, portanto, que os 5% anuais que deverão estar previstos pelo governo brasileiro no PAC), a corretora norte-americana avalia ser necessária uma expansão na oferta de energia elétrica no Brasil de 5% ao ano até 2015, o que equivale à adição de mais 55 mil MW, ou em média 6,1 mil MW por ano durante nove anos. Para expansão dessa ordem, serão necessários, conforme apurou a Merrill Lynch, investimentos de US\$ 35 bilhões no período de nove anos, ou US\$ 3,6 bilhões por ano até 2015.

Contudo, existe um impasse importante, de um lado, estão os ambientalistas que se opõem drasticamente à construção de usinas devido a seus impactos sócio-ambientais. Do outro, agentes do setor elétrico destacando a importância da energia para o desenvolvimento do Brasil. Encontram-se no meio da discussão, os órgãos governamentais incumbidos e a comunidade acadêmica para mediar essa controvérsia e principalmente solucionarem o problema.

A.8. A Hidroeletricidade e o Desenvolvimento Sustentável

Diferentemente que geração de eletricidade a partir dos combustíveis fósseis (derivados de petróleo, carvão mineral e gás natural), a energia hidrelétrica que utiliza como “combustível” a água é apresentada como uma fonte energética “limpa, renovável e barata”. No Brasil, a hidroeletricidade é responsável por cerca de 76,6% da capacidade instalada de geração no país, e por 82,8% da eletricidade consumida (Aneel, 2007).

A capacidade instalada das usinas hidrelétricas atualmente em operação (cerca de 74 mil MW) representa não mais que 28,4% do potencial hidrelétrico total no Brasil, estimado em 260,1 mil MW. Essa situação é utilizada como argumento para aqueles que preconizam uma expansão mais vigorosa dos projetos de usinas hidrelétricas no Brasil. A possibilidade de expansão da capacidade hidrelétrica a ser instalada no Brasil, entretanto, encontra muitos problemas. Praticamente a metade desse potencial (50,2%) encon-

tra-se localizado na região amazônica, principalmente nos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós. As conseqüências sociais e ambientais da possibilidade de implantação dos empreendimentos hidrelétricos previstos na região, envolvendo questões como as relacionadas com reservatórios em terras indígenas ou a manutenção da biodiversidade, exigem atenção e cuidados muito além da retórica dos documentos oficiais.

- **Hidrelétricas e a questão ambiental**

É com freqüência que empreendimentos hidrelétricos têm se revelado insustentáveis, no cenário internacional e particularmente no Brasil. Esse caráter insustentável pode ser estabelecido a partir de critérios que identificam os problemas físico-químico-biológicos decorrentes da implantação e da operação de uma usina hidrelétrica, e da sua interação com as características ambientais do seu *locus* de construção.

Dentre os principais problemas ambientais em usinas hidrelétricas, cabe destacar:

- Alteração do regime hidrológico, comprometendo as atividades a jusante do reservatório;
- Comprometimento da qualidade das águas, em razão do caráter lântico do reservatório, dificultando a decomposição dos rejeitos e efluentes;
- Assoreamento dos reservatórios, em virtude do descontrole no padrão de ocupação territorial nas cabeceiras dos reservatórios, submetidos a processos de desmatamento e retirada da mata ciliar;
- Emissão de gases de efeito estufa, particularmente o metano, decorrente da decomposição da cobertura vegetal submersa definitivamente nos reservatórios;
- Aumento do volume de água no reservatório formado, com conseqüente sobre pressão sobre o solo e subsolo pelo peso da massa de água represada, em áreas com condições geológicas desfavoráveis (por exemplo, terrenos cársticos), provocando sismos induzidos;
- Problemas de saúde pública, pela formação dos remansos nos reservatórios e a decorrente proliferação de vetores transmissores de doenças endêmicas;

- Dificuldades para assegurar o uso múltiplo das águas, em razão do caráter histórico de priorização da geração elétrica em detrimento dos outros possíveis usos como irrigação, lazer, piscicultura, entre outros
- **Questões sociais nos empreendimentos hidrelétricos**

No que se refere aos aspectos sociais, particularmente com relação às populações ribeirinhas atingidas pelas obras, essas são invariavelmente desconsideradas diante da perspectiva da perda irreversível das suas condições de produção e reprodução social, determinada pela formação do reservatório.

As usinas hidrelétricas construídas até hoje no Brasil resultaram em mais de 34.000 km² de terras inundadas para a formação dos reservatórios, e na expulsão – ou "deslocamento compulsório" – de cerca de 200 mil famílias, das áreas diretamente atingidas. Com frequência, isso representou para essas populações a destruição de seus projetos de vida, a expropriação e a expulsão de suas terras sem compensação adequada, o desemprego e a migração para a periferia dos grandes centros urbanos, onde são despejados na vala da exclusão social. No relacionamento do Estado e das empresas do setor elétrico com essas populações, prevaleceu a estratégia do "fato consumado". Quando houve, o processo de reassentamento não assegurou a manutenção das condições de vida anteriormente existentes. Nas áreas de barragem, ocorreram problemas de saúde pública, como o aumento de doenças de natureza endêmica, o comprometimento da qualidade da água nos reservatórios, afetando atividades como pesca e agricultura, e problemas de segurança das populações, com o aumento dos riscos de inundação a jusante dos reservatórios, decorrentes de problemas de operação. Grandes quantidades de terras cultiváveis ficaram submersas e, em muitos casos, a perda da biodiversidade foi irreversível.

Ainda hoje, duas décadas depois, os custos sociais da hidrelétrica de Tucuruí permanecem pesados. Além da ocorrência de pragas de mosquitos - que obrigaram ao deslocamento da população na área de inundação e à sua realocação - da malária e da contaminação por mercúrio, e do deslocamento de grupos indígenas, foi extinta a atividade da pesca que sustentava, tradicionalmente, a população a jusante da barragem.

Nos projetos de construção de barragens está a origem de muitos conflitos. De um lado, os empreendedores, que buscam escamotear a previsibilidade dos impactos, no empenho em levar adiante os seus projetos ao menor custo, orientados por critérios fundamentalmente econômicos; de outro, as populações atingidas, que procuram evidenciar os conflitos, orientadas por critérios fundamentalmente ambientais, sociais e humanitários.

Do início do projeto Tucuruí aos dias de hoje, no entanto, a consciência da sustentabilidade tem se difundido no País – e essa consciência encontra suporte numa legislação e num aparato institucional ambiental que prima pela qualidade e atualidade, nada ficando a dever ao que de melhor existe no mundo. Mas há muito ainda a avançar nessa direção, em especial quanto à necessidade de se assegurar efetivamente a participação dos interessados no processo de tomada de decisão, já assegurada formalmente mediante o instituto das audiências públicas. Segundo o relatório de 2000 da Comissão Mundial de Barragens (CMB), denominado “Barragens e desenvolvimento - uma nova estrutura para a tomada de decisão”, a efetiva participação das populações atingidas pelos empreendimentos hidrelétricos no processo de decisão se constitui no principal desafio. Para o agente investidor do setor elétrico, as questões que envolvem sociedade e meio ambiente são custos elevados que dificultam os investimentos e alongam o período desejado para o retorno do capital investido.

Dados as questões sócio-ambientais descritos acima, a implementação de novas usinas hidrelétricas no Brasil atualmente está atravessando por dois correntes de discussão contraditórias por parte de especialistas: uma corrente de aqueles que defendem a expansão da oferta de geração de energia elétrica a traves de construção de grandes e a outro grupo de que não defende isso, descritas a seguir.

- **Discussão sobre Hidrelétricas: Impactos Sócio-ambientais, Desenvolvimento Sócio-econômico/Segurança Energética**

Como foi descrito no item anterior já está comprovado que grandes hidrelétricas geram impactos sócio-ambientais. Com essas motivações grupo sociais e especialistas do setor que se opõem construção de novas usinas hidrelétricas são principalmente, o

ambientalista e pesquisador Dr. Phillip Fearnside, Pesquisador do Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (Inpa), organizações ambientalistas tais como a WWF-Brasil e o GREENPEACE. O relatório da WWF-Brasil descrita na subseção 5.6 foi elaborado por destacados especialistas do setor energético dos quais se podem citar ao Dr. Gilberto Januzzi Professor da Unicamp, entre outros. Segundo o estudo, a demanda de energia no Brasil deveria ser suprida através da implementação massiva de fontes renováveis e de medidas de efficientização energética, já que o país tem um grande potencial para redução do desperdício de energia, o que levaria a uma menor necessidade de investimentos em grandes usinas.

O Dr. Phillip Fearnside e outros cientistas, se opõem à construção de grandes usinas hidrelétricas principalmente na região amazônica. Além dos impactos sociais e à biodiversidade grandes barragens na região amazônica emitem grandes quantidades de gases de efeito estufa. Segundo, o Dr. Phillip Fearnside: “Calcular as emissões de gases de efeito estufa de barragens hidrelétricas é importante para o processo de tomada de decisão em investimentos públicos nas várias opções para geração e conservação de energia elétrica. Reservatórios em áreas tropicais, como a Amazônia, freqüentemente têm grandes áreas de deplecionamento, onde a vegetação herbácea, de fácil decomposição, cresce rapidamente. Esta vegetação se decompõe a cada ano no fundo do reservatório quando o nível d'água sobe, produzindo metano. O metano oriundo da vegetação da zona de deplecionamento representa uma fonte permanente deste gás de efeito estufa, diferente do grande pulso de emissão oriundo da decomposição dos estoques iniciais de carbono no solo, nas folhas e liteira (serapilheira ou folhiço) da floresta original. As turbinas e vertedouros puxam água de níveis abaixo da termoclina, isto é, da barreira de estratificação por temperatura que isola a água do fundo do reservatório, rica em metano, da camada superficial que está em contato com o ar. Quando a água do fundo emerge das turbinas e dos vertedouros, grande parte da sua carga de metano dissolvido é liberada para a atmosfera. O gás carbônico oriundo da decomposição da parte superior das árvores da floresta inundada, que fica acima da lâmina d'água, representa outra fonte significativa de emissão de gás de efeito estufa nos primeiros anos depois da formação do reservatório”.

Porém segundo Prof. Dr. Pingelli, Professor da COPPE/UFRJ e outros especialistas no tema, argumentam que (Portal-Lumière, 2007) : “As hidrelétricas que emitem me-

nos gases que produzem o efeito estufa - ainda podem ser consideradas como a "opção natural do Brasil". As emissões pelo setor elétrico brasileiro de gases que produzem o efeito estufa vão aumentar nos próximos anos por causa da contratação de novas usinas termelétricas, em lugar das hidrelétricas. O Brasil está indo na contra-mão na área ambiental, pois está saindo das hidrelétricas para coisas piores. Isso é o resultado dos últimos leilões de energia, uma vez que o mercado age cegamente e isso, ambientalmente, não é muito bom. As dificuldades na obtenção de licenciamento ambiental, porém, estariam afastando novas usinas hidrelétricas dos leilões para compra de energia". Para Pingelli, uma solução para este impasse sócio-ambiental seria a construção de usinas hidrelétricas a fio d'água, que apresentam, apenas, reservatórios de compensação, para regularizar a vazão do rio por períodos curtos (dias ou semanas). Dessa forma, as usinas alagariam áreas bem menores, mas ficariam mais dependentes da vazão dos rios. Assim, segundo o físico, as termelétricas seriam mais bem aproveitadas, funcionando efetivamente como ferramenta complementar a usinas de hidroeletricidade. Além disso, ele também defende um forte estímulo à expansão energética através de fontes alternativas de geração de energia elétrica, como a eólica e a proveniente do uso de biomassa.

Para o leitor interessado em aprofundar no tema das emissões de gases de efeito estufa em usinas hidrelétricas, as referências bibliográficas recomendadas são: (Fearnside, 2008), (Kemenes, Forsberg *et al.*, 2007), (Rosa, Santos *et al.*, 2006).

“O sistema energético com base em hidrelétricas é insustentável e prejudicial às populações ribeirinhas”, afirma o Professor Dr. Heitor Scalabrini Costa, da Universidade Federal do Pernambuco (UFPE). Segundo Scalabrini Costa (Ihu, 2008), “Os planos e estratégias de expansão da oferta de energia elétrica feito pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE pressupõe a continuidade de construção de grandes barragens e a prevalência da opção hidrelétrica para assegurar 4/5 da oferta, deixando a termelétricidade (gás natural, carvão mineral, derivados de petróleo e nuclear) os 20% restantes. Para a elaboração deste cenário, é considerada a construção de grandes hidrelétricas na região Norte do País, a conclusão de Angra III e a construção de outras novas nucleoeletricas, enquanto que a inserção da energia solar e eólica na matriz energética nacional se mantém de forma incipiente. A energia elétrica obtida a partir do potencial hidráulico de um rio, através da construção de uma barragem, com a conseqüente formação de um reser-

vatório, tem se revelado no cenário nacional e internacional insustentável. São identificados problemas físico-químico-biológicos decorrentes da implantação e operação de uma usina hidrelétrica e de sua interação com as características sócio-ambientais do local de construção”. Além disso, alerta: “As hidrelétricas previstas no rio Madeira e Xingu são desnecessárias para atender as necessidades elétricas do País. Foram projetadas para beneficiar as indústrias do setor eletro-intensivo, como as empresas produtoras de ferro, celulose e alumínio primário, que são grandes consumidoras (e desperdiçadoras) de energia, além de obviamente as grandes empreiteiras (fonte de “eterna” corrupção). Existem outras alternativas de oferta de energia elétrica, sem a necessidade destas obras tão renegadas pela sociedade civil brasileira. Alternativas como a repotenciação (modernização) das hidrelétricas já existentes, melhorar a eficiência e conservação de energia, utilizar o aquecimento de água com energia solar para substituição dos chuveiros elétricos, dentre outras medidas, seriam suficientes para ofertar a energia elétrica necessária ao País, sem a necessidade de realizar estas grandes obras”.

Porém, para um dos especialistas Brasileiros mais renomeados mundialmente em temas energéticos e auto-considerado não-ambientalista o Dr. José Goldemberg, Professor da Universidade de São Paulo, quem também for o autor do prefácio ao documento divulgado pelo WWF-Brasil, também já mencionado. Segundo ele numa recente entrevista (Ihu-A, 2008) diz: “As usinas hidrelétricas são a melhor forma de produzir energia no Brasil”. Porém, faz uma ressalva: “ *grandes usinas hidroelétricas a serem construídas na região amazônica serão feitas em áreas muito sensíveis, do ponto de vista ecológico, de modo que é preciso tomar muito cuidado, efetivamente, para que sejam construídas de uma maneira que não dêem origem a grandes impactos ambientais.* Hoje, a maioria da energia usada no Brasil vem de hidrelétricas e, ao meu ver, deve continuar vindo, pois soa as *que produzem grandes blocos de energia*”.

No entanto, para ele, “*o Brasil até que está investindo em energias alternativas, mas elas, até hoje, não pertencem ao país. As energias alternativas trazem uma contribuição pequena. Há um programa do governo federal para produzir energia a partir do vento, das pequenas centrais hidrelétricas e usando bagaço. O intuito do programa é produzir três milhões de quilowatts. Isso é o que o Brasil precisa crescer por ano. A taxa de crescimento do país é tal que ele precisa crescer três milhões de quilowatts por*

ano. Portanto, mesmo que o Proinfa (Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica) fosse cumprido integralmente, e há anos está patinando, pois acabou saindo apenas parcialmente do papel, ele não resolveria as necessidades do Brasil. O país deve investir em energias alternativas e precisa fazer mais do que está fazendo, mas a solução não será por aí, efetivamente. A solução é continuar no caminho das usinas hidrelétricas que produzem grandes blocos de energia e também investir na energia do bagaço. A única exceção a isso é a energia eólica, que poderia ser desenvolvida muito mais no Norte e no Sul do país. Em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul, há muitas possibilidades de acontecer isso. É difícil entender por que os estados do Norte não se lançam num programa importante para fazer sua utilização”.

O grupo de especialistas do setor elétrico que defende a construção de novas usinas hidrelétricas destacam-se o atual governo do Presidente Lula, o Professor da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Luiz Pinguelli Rosa, e o Diretor da Agência Nacional de Energia Elétrica, Jerson Kelman, entre outros.

O atual governo de Presidente Lula defende a construção de novas usinas hidrelétricas. Para o Presidente Lula: “O país deve diversificar, sem abrir mão de sua vocação hidrelétrica. É necessário a construção de novas usinas hidrelétricas para mitigar o risco de apagão no futuro. Usinas Hidrelétricas são necessárias para o futuro desse país a partir de 2012. O que eu não posso é deixar o governo em 2010 e meu sucessor pegar um apagão” (...) E obviamente dizer que não vai faltar energia significa a gente tentar fazer todas as usinas hidrelétricas que são não poluentes, são renováveis e mais baratas” (Rebello, 2007).

Para o Diretor da ANEEL, Jerson Kelman: “Brasil usa menos de 30% do seu potencial hidráulico e deveria seguir o exemplo dos países desenvolvidos, que exploraram, em média, 70% das possibilidades. Nossa vocação é hidrelétrica: trata-se de uma energia renovável, mais barata e nós dominamos completamente a sua tecnologia”. Com respeito à ONGs ambientalistas Ele diz: “O que muitas ONGs propõem é uma estagnação insustentável, defendendo causas incompatíveis com o interesse brasileiro de promover crescimento com bem-estar e qualidade de vida. Existem organizações internacionais que têm como meta impedir a qualquer custo a construção de novas barragens, não importa quais sejam as conseqüências: desemprego, preservação da pobreza, quei-

ma de óleo diesel para mover usinas térmicas. Não tiro a legitimidade de alguém que pretende manter as cachoeiras do mundo intocáveis. Todas as causas têm seus defensores. Deve haver por aí alguma sociedade protetora das moscas. O ilegítimo é organizações desse tipo se apresentarem com uma representatividade que não têm, passarem por cima do legítimo direito de governos democraticamente eleitos de cumprirem seus programas de governo. Há organizações que buscam o desenvolvimento sustentável e fazem trabalhos honestos e importantes. É o caso da WWF. Temos discordâncias, mas ela não tem uma postura de dizer "olha, aqui não se toca". Ou da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável (da qual o próprio Kelman faz parte). No caso da energia elétrica, é preciso olhar a necessidade de expansão do parque gerador, sem condenar as próximas gerações a uma pior qualidade de vida. O que não se deve defender é a simples intocabilidade do meio ambiente. Os ambientalistas sugerem a conservação de energia, produção eólica etc. Coisas que devem ser feitas, mas não resolvem o problema. O que eles querem é a manutenção da pobreza para manter os rios intocados. A miséria das pessoas não os sensibiliza". "Os defensores do meio ambiente costumam apontar a necessidade de uma visão holística, que não tem sido muito buscada na prática. A primeira tarefa para construir uma agenda de desenvolvimento sustentável é olhar um conjunto de projetos e, dentro deles, escolher um subconjunto: empreendimentos que afetam sim o meio ambiente, que afetam sim os aspectos sociais, mas que são indispensáveis para atender as expectativas de crescimento do país e de melhoria da qualidade de vida da população. Para esses projetos, deve caber ao IBAMA fazer os estudos de impacto ambiental."

O Dr. Tomalsquin, atual Presidente da EPE, também é um defensores da expansão via hidrelétricas. o Dr. Tomalsquin discorda com as propostas da ONG WWF-Brasil apresentadas na seção 5.6. Em carta aberta, (Tomalsquin, 2006) Tolmasquin afirma que: "*o país pode e deve tentar desassociar ao máximo seu crescimento econômico do consumo de energia*", e que "*as fontes renováveis – hidroeletricidade, biomassa, PCH e, em um horizonte mais amplo, a energia eólica – podem e devem ter um papel importante no abastecimento de energia do país, sobretudo, a hidroeletricidade, que, surpreendentemente, o WWF-Brasil não classifica entre as energias renováveis*". A verdade, a WWF-brasil e outros, não classificam como energias renováveis aos empreendimentos hidrelétricos de grande porte que usam grandes barragens. Porém a PCH é sim conside-

rado com uma energia renovável. Contudo, alerta: “o aproveitamento do potencial hidráulico da Amazônia é fundamental para a expansão da oferta de energia elétrica a longo prazo e deverá ser sócio e ambientalmente sustentável. Os novos projetos de geração hidrelétrica, vistos pelo ângulo da área alagada, conforme consta do Plano Decenal de Expansão de Energia, são menos impactantes do que o conjunto das usinas que compõem o atual parque hidráulico brasileiro. E a maior contribuição para a diminuição deste índice vem justamente das usinas localizadas na região amazônica.”

O Professor Tolmasquin, na carta aberta já citada, aborda também a problemática da redução das emissões de carbono: “concordo integralmente com o prefácio ao documento (divulgado pelo WWF-Brasil, também já mencionado) do Professor Goldenberg, que destaca a responsabilidade histórica dos países desenvolvidos no aquecimento global e considera imperativo, no caso do Brasil, “que ações focadas na redução das emissões de carbono – ou descarbonização – não comprometam a redução da pobreza e do desenvolvimento.(...) Aduzo minha crença de que a “descarbonização” da Matriz Elétrica Brasileira, já hoje relativamente “descarbonizada”, não pode prescindir da utilização de nossa fonte principal de geração de energia elétrica: a hidroeletricidade.” Ainda sobre a questão do carbono, Tolmasquin argüi que “existe hoje, sem dúvida, uma grande desigualdade mundial tanto em termos do consumo de energia per capita quanto em termos da emissão de CO₂ per capita. A Matriz Energética Brasileira é reconhecidamente das mais “limpas” do mundo. No Brasil, 44% da oferta interna de energia são provenientes de fontes renováveis de energia, enquanto estas fontes representam apenas 14% da matriz”.

Com respeito à segurança energética, para o presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, informações diferentes sobre o risco de déficit veiculadas na imprensa e debatidas nos foros do setor motivaram a realização do Programa Energia Transparente, estudo cuja primeira edição foi divulgada pela entidade (Ascende-Brasil e Psr, 2007). A avaliação, feita em parceria com a PSR Consultoria, prevê risco de 8% em 2010 e de 14% em 2011, em cenário de referência adotado pela metodologia, mas que pode chegar, nos mesmos anos, a 23,5% e 30%, respectivamente. Porém, para o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquin, classificou este estudo como “alarmista” e “uma especulação” o estudo do Instituto Acende Brasil e da consultoria PSR, que calcula um risco de racionamento de energia de até 32% em 2011. “É um

estudo alarmista, que não agrega nada de útil ao País. É uma especulação. Há investidores que querem o aumento do preço da energia e fazem um jogo pesado para aumentar os preços dos leilões de energia. E essa associação (Acende Brasil) está fazendo o jogo desses investidores que querem aumentar o preço da energia", afirmou (Agência-Estado, 2007).

No entanto, apesar de se constatar a necessidade da expansão da geração hídrica, a meta não é tão fácil de ser atingida, principalmente quando se analisa as questões ambientais que envolvem as obras de geração de energia.

A possibilidade de ocorrência de tais conflitos de interesse é inerente ao modo como estão estruturadas as relações sociais na sociedade atual – e esse tipo de conflito estende-se para muito além dos projetos de hidroeletricidade. E como ocorre com todos os demais conflitos de interesse, a sociedade dispõe de mecanismos democráticos de solução. Não seria o caso, pois, de demonizar os empreendimentos hidrelétricos, mas sim assegurar a participação popular, de modo a se explicitar as suas restrições sociais e ambientais, para que o projeto seja conduzido de forma sustentável, ou seja, de forma socialmente justa e ambientalmente adequada. A se abandonar o desafio, em razão das dificuldades que lhe são próprias, já não faria sentido o desiderato da sustentabilidade.

Anexo B

Dados de operação e de expansão do sistema de suprimento e interligações considerado no caso de estudo Brasileiro.

Tabela B-1. Dados de investimento e operação de usinas de geração do sistema de energia elétrica- Caso de estudo Brasileiro. Fonte (Brasil,2007)

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max. (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Usinas Hidrelétricas Existentes SE/CO	Sudeste	Hidro	34528	0	0	0	1	0
PCH	Sudeste	PCH	2023	0	0	0	1	0
Angra 1 ,2	Sudeste	Nuclear	2007	0	50	0	1	0
Cuiaba G CC	Sudeste	Gas	480	0	55	0	1	18
Eletrovolt	Sudeste	Gas	386	0	55	0	1	11
UTE Juiz de Fora/Ibiriti	Sudeste	Gas	796	0	55	0	1	13
UTE-MACAE-Merchant	Sudeste	Gas	929	0	55	0	1	11
UTE-N. Fluminense	Sudeste	Gas	869	0	55	0	1	11
UTE-Eletrovol (barbosa Lima Sobrinho)	Sudeste	Gas	386	0	55	0	1	11

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max. (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX	Estado:	Nó associado à rede de GN
						Anualizado (US\$/ano)	1: existente 0: projetado	
UTE-/Termorio (Leonel Brisola)	Sudeste	Gas	1036	0	55	0	1	11
UTE W. Arjona/Campo Grande	Sudeste	Gas	357	0	55	0	1	3
UTE-Tres Lagoas	Sudeste	Gas	500	0	55	0	1	4
UTE -Aracuaria (Curitiba)	Sudeste	Gas	485	0	55	0	1	6
UTE -Piratinga (F. Gasparian)	Sudeste	Gas	600	0	55	0	1	5
UTE -Suzano/Cubatao	Sudeste	Gas	440	0	55	0	1	5
UTE Curumba	Sudeste	Gas	240	0	55	0	1	2
Norte Capixaba	Sudeste	Gas	250	0	55	18750000	0	11
Paracambi	Sudeste	Gas	500	0	55	37500000	0	11
Carioba II	Sudeste	Gas	945	0	55	70875000	0	11
Mogi Mirim	Sudeste	Gas	890	0	55	66750000	0	11
Duke Energy I	Sudeste	Gas	500	0	55	37500000	0	11
Indicativo	Sudeste	Biomassa	850	0	25	0	1	0
Carioba/Daia	Sudeste	Óleo	80	0	200	0	1	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max. (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX	Estado:	Nó associado à rede de GN
						Anualizado (US\$/ano)	1: existente 0: projetado	
Igarape	Sudeste	Óleo	131	0	200	0	1	0
Piratininga	Sudeste	Óleo	400	0	200	0	1	0
Roberto Silveira	Sudeste	Óleo	50	0	200	0	1	0
UTE Brasilia	Sudeste	Diesel	230	0	250	0	1	0
Tupiratis	Sudeste	UHE	620	0	0	111600000	0	0
Serra Quebrada	Sudeste	UHE	1330	0	0	239400000	0	0
Pedra Branca/Riacho Sco	Sudeste	UHE	560	0	0	100800000	0	0
Torixoreu	Sudeste	UHE	408	0	0	73440000	0	0
Brejao	Sudeste	UHE	502	0	0	90360000	0	0
Colider	Sudeste	UHE	684	0	0	123120000	0	0
Foz de Apiacas	Sudeste	UHE	550	0	0	99000000	0	0
Sao Manuel	Sudeste	UHE	746	0	0	134280000	0	0
Sinop	Sudeste	UHE	922	0	0	165960000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max. (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX	Estado:	Nó associado à rede de GN
						Anualizado (US\$/ano)	1: existente 0: projetado	
Tales Pires	Sudeste	UHE	1820	0	0	327600000	0	0
Agua limpa	Sudeste	UHE	320	0	0	57600000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	500	0	0	60000000	0	0
Mirador/Telemaco/Cachoiras	Sudeste	PCH	296	0	0	35520000	0	0
Indicativo	Sudeste	PCH	988	0	0	118560000	0	0
Angra III	Sudeste	Nuclear	1350	0	50	270000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Indicativa	Sudeste	Biomassa	500	0	25	45000000	0	0
Palmeras de Goias	Sudeste	Diesel	200	0	250	10000000	0	0
Hidrelétrica- Sul	Sul	Hidro	11901	0	0	0	1	0
Charquedas/Figuera	Sul	Carvao	92	0	45	0	1	0
UTE-Jorge Lacerda	Sul	Carvao	857	0	45	0	1	0
UTE Presidente Medici	Sul	Carvao	466	0	45	0	1	0
UTE -CANOAS	Sul	Gas	500	0	55	0	1	8
UTE-Uruguaiana	Sul	Gas	638	0	55	0	1	9

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Indicativa	Sul	Eólica	500	0	75	0	1	0
Alegrete/Nutepa	Sul	Óleo	90	0	200	0	1	0
Garibaldi/Sao Roque	Sul	UHE	364	0	0	65520000	0	0
Itapiranga	Sul	UHE	1500	0	0	270000000	0	0
Indicativa	Sul	PCH	250	0	0	30000000	0	0
Indicativa	Sul	PCH	250	0	0	30000000	0	0
Candiota III	Sul	Carvao	350	0	45	45500000	0	0
Indicativa	Sul	Carvao	1600	0	45	208000000	0	0
Termo Gaucha	Sul	Gas	500	0	55	37500000	0	8
Indicativa/Canoas	Sul	Gas	600	0	55	45000000	0	9
Indicativa	Sul	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativa	Sul	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativa	Sul	Eólica	500	0	75	60000000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Indicativa	Sul	Eólica	500	0	75	60000000	0	0
Indicativa	Nordeste	Hidro	10857	0	0	0	1	0
TermoCeara (Fortaleza)	Nordeste	Gas	567	0	55	0	1	17
Termo Pernambuco	Nordeste	Gas	638	0	55	0	1	16
Termo sergipe/Bonci	Nordeste	Gas	300	0	55	0	1	16
UTE -Fafen/Termobahia	Nordeste	Gas	504	0	55	0	1	15
UTE -Camaçari(bahia cergipe)	Nordeste	Gas	300	0	55	0	1	15
Indicativa	Nordeste	Biomassa	150	0	25	0	1	0
Indicativa	Nordeste	Eolica	500	0	75	0	1	0
Indicativa	Nordeste	Diesel	598	0	250	0	1	0
Indicativa	Nordeste	Deficit	0	0	3000	0	1	0
Marabá	Nordeste	UHE	2500	0	0	450000000	0	0
Indicativa	Nordeste	PCH	250	0	0	30000000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Indicativa	Nordeste	PCH	250	0	0	30000000	0	0
Indicativa	Nordeste	PCH	617	0	0	74040000	0	0
Indicativa	Nordeste	Nuclear	1000	0	50	200000000	0	0
Indicativa	Nordeste	Gas	500	0	55	37500000	0	17
Vale do Açú	Nordeste	Gas	340	0	55	25500000	0	16
Indicativa	Nordeste	Gas	500	0	55	37500000	0	15
Indicativa	Nordeste	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativa	Nordeste	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativa	Nordeste	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativa	Nordeste	Biomassa	250	0	25	22500000	0	0
Indicativo	Nordeste	Eólica	500	0	75	60000000	0	0
Indicativo	Nordeste	Eólica	500	0	75	60000000	0	0
Indicativo	Nordeste	Eólica	500	0	75	60000000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Indicativo	Nordeste	Eólica	500	0	75	60000000	0	0
Camarari	Nordeste	Óleo	296	0	200	14800000	0	0
Bahia I	Nordeste	Óleo	32	0	200	1600000	0	0
Potiguar/Potiguar III	Nordeste	Diesel	120	0	250	6000000	0	0
Pau ferro I	Nordeste	Diesel	94	0	250	4700000	0	0
Termomanaus	Nordeste	Diesel	142	0	250	7100000	0	0
Tucuruí	Norte	Hidro	6000	0	0	0	1	0
Tucuruí	Norte	Hidro	7000	0	0	1,26E+09	0	0
Itaipu	Itaipu	Hidro	12600	0	0	0	1	0
Itaipu	Itaipu	Hidro	1400	0	0	252000000	0	0
BM	Belo Monte	UHE	5500	0	0	990000000	0	0
BM	Belo Monte	UHE	5500	0	0	990000000	0	0
Jirau	Madeira	UHE	3300	0	0	594000000	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Santo AntonioMadeira	Madeira	UHE	3150	0	0	567000000	0	0
AC/RO	Madeira	PCH	216	0	0	0	1	0
AC/RO	Madeira	Diesel	190	0	250	0	1	0
AC/RO	Madeira	Oleo	340	0	200	0	1	0
AC/RO	Madeira	Diesel	500	0	250	25000000	0	0
AC/RO	Madeira	Deficit	0	0	3000	0	1	0
Manaus/Mac	Manaus	UHE	500	0	0	0	1	0
Manaus/Mac	N/AM/MAC/AP	Gás	1045	0	55	0	1	0
Manaus/Mac	N/AM/MAC/AP	Diesel	600	0	250	0	1	0
Manaus/Mac	N/AM	PCH	304	0	0	0	1	0
Manaus/Mac	N/AM/MAC/AP	Gas	100	0	55	0	1	0
Manaus/Mac	N/AM/MAC/AP	Diesel	170	0	250	0	1	0
Tapajos	Tapajos	Hidro	6000	0	0	1,08E+09	0	0

Nome	Subsistema	Tipo	Cap. Max (MW)	Cap. Min. (MW)	OPEX (US\$/MWh)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Nó associado à rede de GN
Tapajos	Tapajos	Hidro	6000	0	0	1,08E+09	0	0
Tapajos	Tapajos	Hidro	5000	0	0	900000000	0	0

Tabela B-2. Dados de investimento e operação das interligações do sistema de energia elétrica- Caso de estudo Brasileiro. Fonte (Brasil,2007)

Nome	Área Origen	Área Destino	Cap. Máxima (MW)	Cap. Mínima (MW)	CAPEX- Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado	Extensão (km)	Custo Unitário (US\$/km)	Custo (US\$)l	Total
SE/CO-Sul	1	2	3500	0	0	1	0	0	0	0
SE/CO-Sul	1	2	1500	0	34080000	0	852	400	340800000	
Avaipora-SE/CO	10	1	7000	0	0	1	0	0	0	0
Avaipora-Sul	10	2	2100	0	0	1	0	0	0	0
Itaipu-Avaipora	5	10	7000	0	0	1	0	0	0	0
Itaipu-SE/CO	5	1	5700	0	0	1	0	0	0	0

Nome	Área Origen	Área Destino	Cap. Má- xima (MW)	Cap. Mí- nima (MW)	CAPEX- Anualizado (US\$/ano)	Estado:		Extensão (km)	Custo Unitário (US\$/km)	Custo (US\$)l	Total
						1: existente	0: projetado				
SE/CO-NE	1	3	1000	0	0	1	0	0	0	0	0
SE/CO-NE	1	3	1500	0	63360000	0	1760	360	633600000		
SE/CO-Imperatriz	1	11	9000	0	0	1	0	0	0	0	0
SECO-Imperatriz	1	11	3000	0	99000000	0	1650	600	990000000		
Madeira-SE/CO	7	1	6000	0	195000000	0	1625	1200	1950000000		
NE-Imperatriz	3	11	5000	0	0	1	0	0	0	0	0
NE-Inperatriz	3	11	2250	0	0	0	850	400	0	0	0
NORTE-Inperatriz	4	11	4500	0	0	1	0	0	0	0	0
NORTE-Inperatriz	4	11	12000	0	43488000	0	302	1440	434880000		
Altamira-Norte	12	4	6000	0	16500000	0	220	750	165000000		
BM-Norte	6	4	15000	0	41250000	0	275	1500	412500000		
BM-Alatamira	6	12	2250	0	1925000	0	55	350	19250000		
Manaus-Altamira	8	12	1500	0	50490000	0	935	540	504900000		
Tapajos-Altamira	9	12	2250	0	27472500	0	495	555	274725000		

Nome	Área Origen	Área Destino	Cap. Má- xima (MW)	Cap. Mí- nima (MW)	CAPEX- Anualizado (US\$/ano)	Estado:		Extensão (km)	Custo Unitário (US\$/km)	Custo Total (US\$)l
						1: existente	0: projetado			
Tapajos-Inperatriz	9	12	1265	0	48070000	0		1265	380	480700000
Tapajos-SE/CO	9	1	3000	0	111600000	0		1800	620	1116000000
Tapajos-SE/CO	9	1	3000	0	111600000	0		1800	620	1116000000

Tabela B-3. Dados de investimento e operação do suprimento de gás natural - Caso de estudo Brasileiro. Fonte (Brasil,2007).

Nome	Área	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min. (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX anualizado (US\$/ano)	Estado:	
						1: existente	0: projetado
Santa Cruz(Bolivia)1	1	30	0	261194,03	0		1
Corumbá 2	2	0	0	0	0		1
Campo Grande 3	3	0	0	0	0		1
Tres Lagoas 4	4	0	0	0	0		1
SP 5	5	0	0	0	0		1
Parana 6	6	0	0	0	0		1

Nome	Área	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min. (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado
Santa Catarina 7	7	0	0	0	0	1
Porto Alegre 8	8	0	0	0	0	1
Uruguiana 9	9	4	0	261194,03	0	1
Uruguiana 9	9	0	0	0	0	1
RPBC(bacia de santos) 10	10	3	0	223880,597	0	1
RPBC(bacia de santos) 10	10	3	0	242537,313	10000000	0
Rio de Janeiro Guanabara 11	11	20	0	223880,597	40000000	0
Cabiúnas (RJ) (Bacia de campos)	12	24	0	223880,597	0	1
Cabiúnas (RJ) (Bacia de campos I)	12	26	0	152537,313	100000000	0
Cabiúnas (RJ) (Tupi/Jupiter)	12	24	0	102537,313	100000000	0
BH 13	13	0	0	0	0	1
Cacimbas (Bacia de ES) 14	14	7,5	0	223880,597	0	1
Bacia ES(Golfinho) 14	14	10	0	298507,463	10000000	0
Bahia/Sergipe 15	15	10	0	223880,597	0	1

Nome	Área	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min. (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado
PE/PBA/RGN 16	16	3,5	0	223880,597	0	1
PE/PBA/RGN DF 16	16	0	0	0	0	1
CE- 17	17	1	0	223880,597	0	1
CE - Pecem 17	17	7	0	223880,597	14000000	0
Cuiaba 18	18	0	0	0	0	1

Tabela B-4. Dados de investimento e operação das interligações de gás natural- Caso de estudo Brasileiro. Fonte (Brasil,2007).

Nome (origem)- Nome (destino)	Gasoduto	No (ori- gem)	Nó(destino)	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX Anualizado (US\$/ano)	Estado: 1: existente 0: projetado
Santa Cruz(Bolívia)-Corumbá	1	1	2	42	0	0	0	1
Curumba-Campo Grande	2	2	3	42	0	0	0	1
Campo Grande -Três Lagoas	3	3	4	42	0	0	0	1
Três Lagoas-SP	4	4	5	42	0	0	0	1

Nome (origem)- Nome (destino)	Gasoduto	No (origem)	Nó(destino)	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX		Estado:
							Anualizado (US\$/ano)	0: projetado	1: existente
SP-Parana	5	5	6	8,4	0	0	0		1
SP-PR	6	5	6	8,4	0	0	10000000		0
Parana-Santa Catarina	7	6	7	12	0	0	0		1
Sata Catarina -Porto Alegre	8	7	8	7,2	0	0	0		1
POA-Uruguaiana	9	8	9	12	0	0	12000000		0
Bacia de santos-SP	10	10	5	8,4	0	0	0		1
Bacia de santos MEXILHAO-SP	11	10	5	8,4	0	0	0		1
Cabuinas- RJ	12	12	11	12	0	0	0		1
Cabiunas-RJ	13	12	11	72	0	0	50000000		0
SP-RJ	14	5	11	8,4	0	0	0		1
SP-RJ	15	5	11	12	0	0	20000000		0
RJ-MG	16	12	13	4,8	0	0	0		1
RJ-MG	17	12	13	8,4	0	0	30000000		0
Cabuinas -ES	18	12	14	24	0	0	0		1

Nome (origem)- Nome (destino)	Gasoduto	No (origem)	Nó(destino)	Cap. Max. (Mm3/dia)	Cap. Min (Mm3/dia)	OPEX (US\$/Mm3)	CAPEX	Estado:
							Anulaizado (US\$/ano)	1: existente 0: projetado
ES-BA/SE	19	14	15	24	0	0	100000000	0
BA/SE-RN	20	15	16	3,6	0	0	0	1
BA/SE-RN	21	15	16	12	0	0	100000000	0
CE-RN	22	17	16	3,6	0	0	0	1
Santa Cruz(Bolivia)-Cuiaba	23	1	18	3,6	0	0	0	1

Dados de operação e expansão do sistema de geração, interligação, programas de eficiência energética e captura de CO₂ considerado no caso de estudo do Capítulo 6. Fonte: Elaboração própria.

Tabela B-5. Demanda de Eletricidade- - Caso de estudo do Capítulo 6.

Ano	Demanda de Eletricidade (MW)					
	SE			NE		
	Carga base	Carga media	Carga pico	Carga base	Carga media	Carga pico
	Duração 4000 h	Duração 3000 h	Duração 1760 h	Duração 4000 h	Duração 3000 h	Duração 1760 h
1	1875	2250	2750	937,5	1250	1875
2	2100	2520	3080	1050	1400	2100
3	2352	2822,4	3449,6	1176	1568	2352
4	2634,2	3161,0	3863,5	1317,1	1756,1	2634,2
5	2950,3	3540,4	4327,1	1475,1	1966,8	2950,3
6	3304,4	3965,3	4846,4	1652,2	2202,9	3304,4
7	3700,9	4441,1	5428,0	1850,5	2467,3	3700,9
8	4145,0	4974,0	6079,4	2072,5	2763,4	4145,0
9	4642,4	5570,9	6808,9	2321,2	3095,0	4642,4
10	5199,5	6239,4	7626,0	2599,8	3466,3	5199,5

Tabela B-6. Dados de investimento e operação das interligações do sistema de energia elétrica- Caso de estudo do Capítulo 6.

Subsistema Origem-Destino	Nome	Estado	Cap. Min. MW	Cap. Max. MW	Distância km	CAPEX <u>US\$/km</u> MWh	CAPEX anualizado em Milhões de US\$/ano
CO-SE	TL1	Existente	0	1000	1000	-	-
CO-SE	TL2	Projetado	0	1000	1000	500	50
CO-NE	TL3	Existente	0	1000	1000	-	-
CO-NE	TL4	Projetado	0	1000	1000	500	50
SE-NE	TL5	Existente	0	1000	1000	-	-
SE-NE	TL6	Projetado	0	1000	1000	500	50

Tabela B-7. Dados de investimento e operação do sistema de geração e GLD de energia elétrica- Caso de estudo do Capítulo 6.

Nome	Área	Tipo	Característica	Estado: existente:1 projetado: 0	Cap. Max. MW	Cap. Min. MW	OPEX US\$/MWh	Fator de participação (%)	CAPEX	
									unitário US\$/kW	CAPEX anualizado (US\$/ano)
Hydro-1	CO	Hydro	Bigger -with re- servoir	1	1500	0	0	0,7	-	0
Hydro-1	CO	Hydro	Bigger -with re- servoir	0	1500	0	0	0,7	1800	270000000
SHydro-1	CO	Hydro	Small -with re- servoir	1	250	0	0	0,85	-	0
SHydro-2	CO	Hydro	Small -with re- servoir	0	250	0	0	0,85	1200	30000000
Biomass-1	CO	Cane- Bagasse	IGCC	1	1000	0	20	0,75	-	0
Biomass-2	CO	Cane- Bagasse	IGCC	0	1000	0	20	0,75	900	90000000
Coal-1	SE	Coal	PC	1	750	0	40	1	-	0
Coal-2	SE	Coal	IGCC+CCS	0	750	0	95	1	3000	225000000
Gas-1	SE	Gas Natu- ral	NGCC	1	750	0	55	1	-	0

Nome	Área	Tipo	Característica	Estado: existente:1 projetado: 0	Cap. Max. MW	Cap. Min. MW	OPEX US\$/MWh	Fator de participação (%)	CAPEX	
									unitário US\$/kW	CAPEX anulaizado (US\$/ano)
Gas-2	SE	Gas Natural	NGCC+CCS	0	750	0	102,5	1	1300	97500000
Nuclear-1	SE	Nuclear	Nuclear	1	1350	0	50	1	-	0
Nuclear-2	SE	Nuclear	Nuclear	0	1350	0	50	1	2000	297000000
DSM-1	SE	DSM	Motor- High Energy Efficiency	0	250	0	0	0,7	600	15000000
DSM-2	SE	DSM	Cool Storage	0	200	0	0	0,7	500	10000000
Coal-3	NE	Coal	IGCC	1	750	0	40	1	-	0
Coal-4	NE	Coal	IGCC+CCS	0	750	0	95	1	3000	225000000
Wind-1	NE	Wind	Onshore	1	1000	0	0	0,5	-	0
Wind-2	NE	Wind	Onshore	0	1000	0	0	0,5	1200	120000000
DSM-3	NE	DSM	Motor- High Energy Efficiency	0	250	0	0	0,7	600	15000000
DSM-4	NE	DSM	Solar Heat Storage	0	200	0	0	0,7	400	8000000

Tabela B-8. Dados de investimento e operação do sistema de geração e GLD e do sistema de captura de CO2 associados aos sistema de geração- Caso de estudo do Capítulo 6.

Nome	Fator de emissão direta em TonCO2-eq/MWh	Fator de emissão indireta TonCO2-eq/MWh	Estado: Inexistente: 0 projetada: 1	Capacidade Min./Max. de Captura em Ton CO2	Permissão de emissão alocada em tonCO2/h	Penalidade pelo excesso de emissão em US\$/tonCO2-eq	OPEX da tecnologia de captura de CO2 em US\$/TonCO2-eq	CAPEX unitário da tecnologia de captura de CO2 em US\$/kg CO2-eq	CAPEX anualizado da tecnologia de captura de CO2 em US\$/ano
Hydro-1	0	0,7	0	–	20	0	–	–	0
Hydro-1	0	0,7	0	–	20	0	–	–	0
SHydro-1	0	0,01	0	–	20	0	–	–	0
SHydro-2	0	0,01	0	–	20	0	–	–	0
Biomass-1	0,06	0,001	0	–	20	0	–	–	0
Biomass-2	0,06	0,001	0	–	20	0	–	–	0
Coal-1	1,2	0,01	1	0/300	20	0	30	650	39000000
Coal-2	0,1	0,01	0	–	20	0	–	–	0
Gas-1	0,5	0,01	1	0/150	20	0	30	350	21000000

Nome	Fator de emissão direta em TonCO2-eq/MWh	Fator de emissão indireta TonCO2-eq/MWh	Estado: Inexistente: 0 projetada: 1	Capacidade Min./Max. de Captura em Ton CO2	Permissão de emissão alocada em tonCO2/h	Penalidade pelo excesso de emissão em US\$/tonCO2-eq	OPEX da tecnologia de captura de CO2 em US\$/TonCO2-eq	CAPEX unitário da tecnologia de captura de CO2 em US\$/kg CO2-eq	CAPEX anualizado da tecnologia de captura de CO2 em US\$/ano
Gas-2	0,05	0,01	0	-	20	0	-	-	0
Nuclear-1	0	0,03	0	-	20	0	-	-	0
Nuclear-2	0	0,03	0	-	20	0	-	-	0
DSM-1	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0
DSM-2	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0
Coal-3	0,9	0,01	1	0/350	20	0	30	600	36000000
Coal-4	0,1	0,01	0	-	20	0	-	-	0
Wind-1	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0
Wind-2	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0
DSM-3	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0
DSM-4	0	0,001	0	-	20	0	-	-	0

Bibliografia

Aie. CO2 Capture and Storage -- A Key Carbon Abatement Option. Paris: AIE. 2008. 266 p.

Andre, J., F. Bonnans, *et al.* Optimization of capacity expansion planning for gas transportation networks. European Journal of Operational Research. 2008.

Antunes, C. H., A. G. Martin, *et al.* A multiple objective mixed integer linear programming model for power generation expansion planning. Energy, v.29, n.4, p. 613–627. 2004.

Bakken, B. H., H. I. Skjelbred, *et al.* eTransport: Investment planning in energy supply systems with multiple energy Carriers. Energy, v.32, n.2007, p.1676–1689. 2007a.

Barroso, L. A., B. Flach, *et al.* Integrated gas-electricity adequacy planning in Brazil: technical and economical aspects. Proceedings of the IEEE PES General Meeting, p.1-6. 2005.

Belton, V. e T. J. Stewart. Multiple Criteria Decision Analysis: An Integrated Approach. Boston.: Kluwer Academic Publications. 2002

Bezerra, B., R. Kelman, *et al.* Integrated Electricity-Gas Operations Planning in Hydrothermal Systems. in Proc. of X Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion (X SEPOPE). 2006.

Bishop, D. K., G. A. J. Amarutanga, *et al.* using strong sustainability to optimize electricity generation fuel mixes. Energy Policy, v.36, p.971-980. 2008.

Blasco, F., E. Cuchillo-Ibañez, *et al.* On the monotonicity of the compromise set in multicriteria problems. J. Opt. Theory Appl., v.102, p.69-82. 1999.

- Brasil. Plano Nacional de Energia, 2030. Brasilia. 2007
- Cepel. MODPIN – Manual de Metodologia. CEPEL. Rio de Janeiro, Brasil. 1999
- Cintra, C. R. OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO INTEGRADA DAS REDES DE GÁS NATURAL E DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS. (MSC). PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, 2008.
- Daellenbach, H. G. Management Science: Decision Making through Systems Thinking. Basingstoke: Palgrave Macmillan. 2005
- Daniel Weisser. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply Technologies. Energy, v.32, p.1543–1559. 2007.
- Davison, J. Performance and costs of power plants with capture and storage of CO₂. Energy, v.32, n.7, p.163-1176. 2007.
- De-Wolf, D. e Y. Smeers. The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm. Management Science, v.46, n.11, November, p.1454-1465. 2000.
- Diakoulaki, D., C. H. Antunes, *et al.*, Eds. MCDA and Energy Planning. Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys. New York: Springer, Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveysed. 2005.
- Egging, R., S. A. Gabriel, *et al.* A complementarity model for the European natural gas market. Energy Policy, v.36, n.7, 2385-2414, p. July 2008. 2008.
- Figueira, J., S. Greco, *et al.* Multiple Criteria Decision Analysis: State of the Art Surveys. New York.: Springer. 2005
- Fortunato, L. A. M., T. A. Neto, *et al.* Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica. Niterói, RJ. 1990
- Gabriel, S. e Y. Smeers. Complementarity Problems in Restructured Natural Gas Markets. In: A. Seeger (Ed.). Recent Advances in Optimization: Springer Berlin Heidelberg, v.563, 2006. Complementarity Problems in Restructured Natural Gas Markets. (Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems)
- Geller, H., P. Harrington, *et al.* Policies for increasing energy efficiency:thirty years of experience in OECD countries. Energy Policy, v.3, n.4, p.556–573. 2006.
- González-Pachón, J. e C. Romero. A method for dealing with inconsistencies in pair wise comparisons. European Journal of Operational Research, v.158, p.351–361. 2007.

- Gorenstin, B. G., N. G. Campodonico, *et al.* Power System Expansion Planning Under Uncertainty. IEEE Transactions on Power Systems, v.8, n.1, p.129-136. 1993.
- Greening, L., D. L. Greene, *et al.* Energy efficiency and consumption – The Rebound Effect – a survey. Energy Policy, v.28, p.389–401. 2000.
- Greenpeace. False Hope: Why carbon capture and storage won't save the climate. Amsterdam. 2008
- Grubb, M., L. Buttler, *et al.* Diversity and security in UK electricity generation. Energy Policy, v.34, n.18, p.4050-4062. 2006.
- Heinrich, G., M. Howells, *et al.* Electricity supply industry modelling for multiple objectives under demand growth uncertainty. Energy, v.32, p.2210-2229. 2007.
- Herring, H. Energy efficiency and sustainable consumption: the rebound effect: Palgrave Macmillan. 2008
- Hirschhausen, C. V. Infrastructure Investments and Resource Adequacy in the Restructured U.S. Natural Gas Market – Is Supply Security at Risk? Cambridge, Massachusetts, MIT-CEEPR, p.1-18. 2006. (Paper 06-018)
- Hobbs, B. Optimization methods for electric utility resource planning. Eur. J. Oper. Res., v.83, n.1, 1-20. 1995.
- Hobbs, B. F. e G. T. F. Horn. Building public confidence in energy planning: A multimethod MCDM approach to demand side planning at BC gas. Energy Policy, v.25, p.357-375. 1997.
- Hobbs, B. F. e P. Meier. Energy Decisions and the Environment: A Guide to the Use of Multicriteria Methods: Springer. 2000
- Iea. World Energy Outlook 2007. International Energy Agency. 2007
- Ippc. Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 2007
- Kagiannas, A. G., D. T. Askounis, *et al.* Power generation planning: A survey from monopoly to competition. Int. J. Elect. Power Energy Syst., v.26, n.6, p.413–421. 2004.
- Kannan, S., S. M. R. Slochanal, *et al.* Application and Comparison of Metaheuristic Techniques to Generation Expansion Planning Problem. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 1, FEBRUARY 2005, v.20, n.1, p.466-475. 2005.
- Kazay, H. F. O planejamento da expansão da geração do setor elétrico brasileiro utilizando algoritmos genéticos. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJRio de Janeiro, 2001.

- Keeney, R. L. Developing Objectives and Attributes.: Cambridge University Press. 2007 (Advances in Decision Analysis: From Foundations to Applications.)
- Kemp, A. G. e A. S. Kasim. A Least-Cost optimisation Model of CO₂ Capture Applied to Major uK Power Plants Within The Eu-ETS Framework. The Energy Journal, v.29, p.1-10. 2008.
- Knight, U. G. Power Systems Engineering and Mathematics. Germany: Pergamon Press. 1972
- Li, X. Diversification and localization of energy systems for sustainable development and energy security. Energy Policy, v.33, n.17. 2005.
- Linares, P. Integración de criterios medioambientales en procesos de decisión: una aproximación multicriterio a la planificación integrada de recursos electricos. PhD-Thesis, Universidad Politécnica de Madrid., Madrid, 1999.
- Linares, P. e C. Romero. A multiple criteria decision making approach for electricity planning in Spain: economic versus environmental objectives. Journal of Operational Research Society., v.51, p.736-43. 2000.
- Lisboa, M. L., A. G. Melo, *et al.* MELP - Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétrico. V Congresso Latino - Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade, 2003. p.
- Lisboa, M. L. V., L. G. B. Marzano, *et al.* Discussion of basic premises to long-term generation expansion planning modeling. X Symposium of Specialists in Electric Operation and Expansion (X SEPOPE). Florianopolis-Brasil, 2006. p.
- Løken, E. Multi-Criteria Planning of Local Energy Systems with Multiple Energy Carriers, Doctoral Thesis. Department of Electric Power Engineering., Norwegian University of Science and Technology., 2007a. 193. p.
- _____. Use of Multicriteria Decision Analysis Methods for Energy Planning Problems. Renewable and Sustainable Energy Reviews., v.11, n.7, p.1584-1595. 2007b.
- Loulou, R., G. Goldstein, *et al.* Documentation for the MARKAL and TIMES Family of Models: <http://www.etsap.org/documentation.asp>. 2007
- Luz-Santos, H. Dissertação de Mestrado: INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO A LONGO PRAZO. PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, 2008. 119 p.
- Maceira, M. E. P., L. A. Terry, *et al.* Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System. Power System Computation Conference. Espanha: 1-6 p. 2002.

Maculan, B. D. e M. J. F. Confort. ESTOCAGENS SUBTERRÂNEAS DE GÁS NAUTRAL (ESGN): REGULAMENTOS E ASPECTOS TÉCNICOS. V Congresso Brasileiro de Regulação – ABAR. Recife- PE, 2007. 1-14 p.

Machado-Junior, Z. S. Modelo da expansão da geração a longo prazo considerando incertezas na garantia de suprimento. Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, UFRJ, Rio de Janeiro, 2000.

Mavrotas, G. e D. Diakoulaki, Eds. A Mixed Integer Multiple Objective Linear Programming Model for Capacity Expansion in an Autonomous Power Generation System. Book Energy and Environment. Bancuver: GERAD, Book Energy and Environment ed. 2005.

Mello, O. D. e T. Ohishi. An integrated dispatch model of gas supply and thermoelectric generation with constraints on the gas supply. Proc. of X Symposium of Specialists in Electric Operation and Expantion (X SEPOPE). Florianópolis (SC), Brazil, 2006. 1-6 p.

Messner, S. e M. Strubegger. User's Guide for MESSAGE. Laxenburg, Austria. 2001

Meza, J. L. C., M. B. Yildirim, *et al.* A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem. IEEE Transactions on Power Systems, v.22, n.2. 2007.

Moron, M. A., C. Romero, *et al.* Generating well-behaved utility functions for compromise programming. J. Opt. Theory Appl., v.91, n.643-346. 1996.

Naturalgas.Org. Natural gas Storage: www.naturalgas.org/naturalgas/storage.asp, acessado em Maio 2008. 2008.

Odeh, A. N., T. Timothy, *et al.* Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. Energy Policy., v.36, n.1, p.367-380. 2008.

Park, Y. M., K. Y. Lee, *et al.* New Analytical Approach for Long-term Generation Expansion Planning based on Maximum Principle and Gaussian Distribution Function. Transactions on Power Apparatus and Systems, v.104, n.2. 1985.

Park, Y. M. e J. R. Won. A hybrid genetic algorithm/dynamic programming approach to optimal longterm generation expansion planning. Electrical Power Energy System, v.2094, p.295-303. 1998.

Pereira, M. V. F., J. A. Bubenko, *et al.* Generation Expansion Planning with a high share of hydro power. IEEE Transactions on Power Systems, v.1. 1987.

Pérez-Arriaga, I. J. Security of electricity supply in Europe in a short, medium and long-term perspective. European Review of Energy Markets, v.2, n.2. 2007a.

_____. Planning and market: A national indicative planning. Madrid: Federación de Cajas de Ahorro Vasco-Navarras. 2008 (Sustainable development and climate change)

Pérez-Arriaga, I. J. e P. Linares. Markets vs regulation: A role for indicative energy planning. Energy Journal, v.1. 2008.

Pérez-Arriaga, J. I. e P. Linares. Personal Communication on Investments recuperation costs modelling of power generation expansion. Madrid. 12-2007.

_____. Personal Communication on Investments recuperation costs modelling of power generation expansion. Madrid. 2007.

Perner, J. e A. Seeliger. Prospects of gas supplies to the European market until 2030—results from the simulation model EUGAS. Utilities Policy, v.12, n.4, p.291–302. 2004.

Psr. Otimização Energética Gás-Eletricidade. p.1-7. 2007

Rios-Mercado, R. R., Ed. Natural Gas Pipeline Optimization. Handbook of Applied Optimization, Handbook of Applied Optimization. 2002.

Romero, C. Extended lexicographic goal programming: A unifying approach. Presented at the Third International conference on Multi-objective Programming and Goal Programming-MOPGP. Quebec-Canada, 1998. p.

Rubin, E. S., C. Chena, *et al.* Cost and performance of fossil fuel power plants with CO2 capture and storage. Energy Policy, v.35, September, p.4444-4454. 2007.

Saaty, T. L. Fundamentals of the Analytic Hierarchy Process. Pittsburg, PA.: RWS Publications. 2000

Schaeffer, R., A. S. Szklo, *et al.* CLIMATE CHANGE: ENERGY SECURITY. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro: 2008, p.146. 2008

Shahidehpour, M., Y. Fu, *et al.* Impact of natural gas infrastructure on electric power systems. IEEE Proceedings, v.93, n.5, p.1042-1056. 2005.

Shrestha, R. M. e C. O. P. Marpaung. Supply-and demand-side effects of power sector planning with demand-side management options and SO2. Energy Policy, v.33, p. 815-825. 2005.

Silva, E. e M. A. D. Nascimento. Centrais termelétricas: Planejamento, operação, manutenção. 2004

Sirikum, J., A. Techanitisawad, *et al.* A New Efficient GA-Benders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls. IEEE Trans. Power Syst., v.22, n.3, p.1092-1100. 2007.

Skugge, G., J. A. Bukengo, *et al.* Optimal seasonal scheduling of natural gas unit in a hydro-thermal power system. IEEE Transactions on Power System, v.9, n.2, p.848-858. 1994.

Smeers, Y. “Gas Models and Three Difficult Objectives”, Working papers of European Regulation Forum on Supply Activities. 2008

Sorrell, S. The Rebound Effect: an assessment of the evidence for economy-wide energy savings from improved energy efficiency. 2007

Steuer, R. E. Random problem generation and the computation of efficient extreme points in multiple objective linear programming. Comp Opt. Appl. 3, v.3, n.333-347. 1994.

Street, A., L. Barroso, *et al.* Pricing Flexible Natural Gas Supply Contracts under Uncertainty in Hydrothermal Markets. Proceedings of IEEE 2008 PES General Meeting. Pittsburg, 2008. p.

Trinkenreich, J., V. M. Wanderley, *et al.* Análise da Expansão a Longo Prazo do Sistema Interligado Brasileiro. Subcomitê de Planejamento de Sistemas Elétricos. Comitê Brasil. CIER. 1980

Unsihuay-Vila, C., J. W. Marangon-Lima, *et al.* Integrated Power Generation and Natural Gas Expansion Planning. Proceedings of the IEEE PES Power Tech 2007, v.1, p.1-7. 2007a.

_____. Short-Term Operation Planning of Integrated Hydrothermal and Natural Gas Systems. Proceedings of the IEEE PES Power Tech 2007, v.1, p.1-7. 2007b.

Vardi, J. e Avi-Itzhak. Electric Energy Generation. Economics, Reliability and Rates. Lindon. 1981

Vladimir, S. K., C. Guenter, *et al.* Incorporating environmental concerns into electric system expansion planning using a multi-criteria decision support system. Int. J. Global Energy Issues, v.12, p. 60–67. 1999.

Voropai, N. e E. Ivanova. Multi-criteria decision analysis techniques in electric power system expansion planning. Int. J. Elect. Power Energy Syst., v.22, n.1, p.71–78. 2002.

Yu, P. L. Multiple-Criteria Decision Making. Concepts, Techniques and Extensions. New York: Plenum Press. 1985

Zeleny, M. A concept of compromise solutions and the method of the displaced ideal. Comp. Opns. Res., v.1, p.479-496. 1974.