

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

***INSERÇÃO DE CENTRAIS COGERADORAS A BAGAÇO DE
CANA NO PARQUE ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO:
EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE
DOS ASPECTOS LOCACIONAIS E DE INTEGRAÇÃO
ENERGÉTICA***

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em Energia.

Maria Cristina Pellegrini

São Paulo

2002

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

***INSERÇÃO DE CENTRAIS COGERADORAS A BAGAÇO DE
CANA NO PARQUE ENERGÉTICO DO ESTADO DE SÃO PAULO:
EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE METODOLOGIA PARA ANÁLISE
DOS ASPECTOS LOCACIONAIS E DE INTEGRAÇÃO
ENERGÉTICA***

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
(PEA/USP)

Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Adriano Alber de França M.
Carneiro
(Depto. Eng. Elétrica - USP/São Carlos)

Profa. Dra. Suani Teixeira Coelho
(Secretária Executiva do CENBIO)

Maria Cristina Pellegrini

São Paulo

2002

*Esta versão difere da dissertação depositada e aprovada na
defesa, à qual foram incorporadas modificações sugeridas
pela Comissão Examinadora, devidamente verificadas e
aprovadas pelo Orientador.*

Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Maria Cristina Pellegrini

Inserção de Centrais Cogedoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais e de Integração Energética. São Paulo. 2002.

187p.

Dissertação (Mestrado) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPGE (EP/FEA/IEE/IF)

1. Cogeração. 2. Setor Sucroalcooleiro. 3. Simulações com SAEGET e NEWAVE. I. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. II.t

“Quando acreditamos em nós mesmos, nada consegue nos deter, e é isto que devemos fazer todos os instantes de nossas vidas; acreditar que estamos fazendo o melhor que podemos fazer, com afinco, com determinação e com amor.”

(J. Della Monica)

*Ao meu pai, que da dimensão onde se encontra, continue sentindo
orgulho de mim;*

*À minha mãe, pela eterna paciência, amizade, incentivo e
encorajamento que me fizeram retomar o trabalho muitas vezes
interrompido;*

*À você, Agapi, pelo estímulo, preocupação, paciência, ajuda e,
principalmente, amor;*

Aos espíritos, com sua luz me inspiraram.

À todos: Evoé!

À todos: Graças!

Consegui!

Agradecimentos

Tenho muito a agradecer...

Agradeço ao meu orientador, Prof. Dr. Dorel Soares Ramos, pelo apoio quando do início de meu mestrado, pela orientação e revisão.

Agradeço de modo especial, ao Gerente do Departamento de Planejamento da Expansão (EP) da CESP, Jean Cesari Negri, pela compreensão ao permitir utilizar quase que integralmente o tempo na conclusão de meu trabalho, sendo igualmente importante destacar, sua informal “co-orientação” no SAEGET.

Ao amigo e colega Sergio Nieri Barillari, sempre a postos para ajudar na simulação, extração e interpretação dos dados do NEWAVE, o que muito me ajudou nas conclusões.

Ao Valter Nei Ribeiro, pelo levantamento de parte da Legislação citada e comentada nesta dissertação e pela ajuda na formatação da mesma.

À Cleide De Marchi, Luis Fernando Nogueira e Luiz Santos Caio, pela presteza no levantamento de informações relacionadas à cogeração, e dos dados relativos aos custos de transmissão e de distribuição, inseridos no SAEGET.

À Nazareth, secretária do PIPGE/IEE, pela força em todos os momentos, inclusive naqueles mais críticos.

Ao Prof. Dr. Ildo Sauer, pela compreensão.

Ao Prof. Dr. Murilo Fagá, pelas providenciais observações.

À Prof. Dra. Suani Teixeira Coelho, pelas bem-vindas críticas e observações, mas, principalmente, pela disponibilização das informações referentes ao setor sucroalcooleiro, sem as quais não teria desenvolvido o tema central deste trabalho.

Ao amigo Miguel Morales Udaeta do GEPEA - PEA/USP, pelas muitas informações aqui incorporadas.

Ao sempre amigo Silas Vieira da Duke-Energy, pela atenção e auxílio no “destrinchamento” do SAEGET.

Aos colegas e amigos, pela solidariedade.

O mérito deste trabalho, pertence à toda essa equipe que, direta ou indiretamente, esteve presente, até mesmo durante os percalços de trajeto. Sem vocês eu não teria conseguido.

Mas, o principal, e que me deu o necessário suporte, foi o carinho recebido das duas pessoas que me são extremamente caras e para as quais dedico esta dissertação.

Obrigada.

Índice Geral

<i>Índice de Figuras</i>	<i>i</i>
<i>Índice de Tabelas</i>	<i>iv</i>
<i>Lista de Símbolos, Siglas e Abreviaturas</i>	<i>v</i>
<i>Resumo</i>	<i>vii</i>
<i>Abstract</i>	<i>ix</i>
1. Introdução	1
1.1. Apresentação e Motivação	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Metodologia	4
1.4. Estrutura da Dissertação e seus Principais Produtos	5
2. O Setor Sucroalcooleiro e os Insumos para a Cogeração	8
2.1. A Utilização do Bagaço de Cana como Insumo Energético	11
2.1.1. <i>Secagem do Bagaço para Armazenamento</i>	12
2.1.2. <i>Queima de Bagaço para Geração de Energia Elétrica</i>	15
2.2. Palha – Outro Insumo da Cana de Açúcar	16
2.3. Utilização do Bagaço na Cogeração e a Autoprodução de Energia Elétrica	18
3. Setor Sucroalcooleiro: Aspectos Legais e a Correlação com os Novos Agentes do Setor Elétrico	23
3.1. Cogeração e a Regulamentação	24
3.1.1. <i>Análise dos Principais Diplomas Legais</i>	27
3.2. O Ambiente da Comercialização	31
3.2.1. <i>A Comercialização da Energia Excedente</i>	31
3.2.1.1. <i>As Opções de Venda</i>	32
3.3. Valor Normativo	35

3.4. As Linhas de Crédito para o Cogrador	38
3.5. A Legislação voltada aos Problemas Ambientais	40
3.5.1. <i>Emissão de Poluentes</i>	40
3.5.2. <i>Emissões de Gases de Efeito Estufa</i>	42
3.5.3. <i>Legislação referente às Queimadas</i>	42
3.5.4. <i>Medidas legislativas voltadas ao Meio Ambiente e à Cogeração</i>	43
3.6. Reflexões no Contexto da (Re)-Regulamentação	44
4. Alternativas Tecnológicas para o Processo da Cogeração	46
4.1. Descrição das Tecnologias Aplicadas à Biomassa	50
5. Análise Locacional das Centrais de Cogeração no Estado de São Paulo: Modelo SAEGET	55
5.1. O Modelo SAEGET - Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo	58
5.1.1. <i>Descrição dos Bancos de Dados, Sub-rotina de Transmissão e Relatórios de Saída</i>	61
6. Integração da Cogeração ao Parque Gerador Interligado	67
6.1. Considerações Gerais	67
6.2. Estabelecimento das Premissas para Simulação do SAEGET	71
6.2.1 <i>Escolha das Tecnologias para Simulação do Estudo de Caso</i>	72
6.3. Simulação do SAEGET	78
6.3.1. – <i>Escolha das Alternativas ou Opções para Simulação</i>	79
6.4. Configurações e Hipóteses Consideradas para o Estudo de Integração Energética	83
7. Análise do Estudo de Caso através dos Modelos SAEGET e NEWAVE	89
7.1. Considerações Gerais	89
7.1.1. <i>Dependência no Tempo</i>	91
7.1.2. <i>Interdependência dos Custos de Operação da Usina</i>	92

7.2. Análise Efetuada após Simulação do Modelo SAEGET.....	95
7.3. O Modelo NEWAVE – Estrutura e Simulação	99
7.3.1. – <i>Considerações Gerais</i>	99
7.3.2. <i>Simulação do NEWAVE Utilizando o Plano Decenal 2001/2010 – Conceitos Básicos</i>	101
7.3.3. – <i>Resultados da Simulação para o Cenário de Mercado Alto.....</i>	103
7.3.4. – <i>Resultados da Simulação para o Cenário de Referência.....</i>	113
7.3.5. – <i>Análise da Operação Sazonal</i>	118
7.4. Breve Análise da melhor Estratégia de Contratação.....	120
7.4.1. – <i>Premissas Básicas</i>	120
7.4.2. <i>Estratégia de Contratação para um Caso Específico.....</i>	123
8. Conclusões.....	129
9. Bibliografia.....	134
10. Bibliografia Complementar	140
Anexos	142
<i>Anexo 1 – Planejamento com Múltiplos Objetivos – Conceitos Básicos e Técnicas de Otimização</i>	143
<i>Anexo 2 – Algoritmo de Dijkstra</i>	152
<i>Anexo 3 – Atributos Numéricos correspondentes ao Modelo SAEGET: Formulação Matemática.....</i>	154
<i>Anexo 4 – Tabela A1 - Resultado do Levantamento para o Estado de São Paulo (Projeto BIO.COM).....</i>	159
<i>Anexo 5 – Banco de dados do SAEGET</i>	160
<i>Anexo 6 – Saídas Gráficas após Simulação do SAEGET</i>	162

Índice de Figuras

<i>FIGURA 1 – Setor Sucroalcooleiro: Fluxograma da Cadeia Produtiva.....</i>	<i>9</i>
<i>FIGURA 2 – Configuração das Pilhas de Bagaço</i>	<i>13</i>
<i>FIGURA 3 - Estrutura Atual do Setor Elétrico</i>	<i>24</i>
<i>FIGURA 4 - Esquema Básico de um Processo em Ciclo Combinado</i>	<i>48</i>
<i>FIGURA 5 – Estrutura do Modelo SAEGET</i>	<i>59</i>
<i>FIGURA 6 – Mapa Básico de Referência</i>	<i>60</i>
<i>FIGURA 7 – Representação Gráfica do SAEGET</i>	<i>66</i>
<i>FIGURA 8 – Levantamento das Perspectivas de Geração Excedente a Médio Prazo</i>	<i>69</i>
<i>FIGURA 9 –Estabelecimentos das 7 Macro Regiões com os Códigos SAEGET... ..</i>	<i>70</i>
<i>FIGURA 10 –Rede de Transmissão do Estado de São Paulo</i>	<i>78</i>
<i>FIGURA 11 –Escolha das Alternativas</i>	<i>79</i>
<i>FIGURA 12 – Ordenação das Alternativas Geradas</i>	<i>81</i>
<i>FIGURA 13 – Escolha do Relatório de Saída após Ordenação das Alternativas ..</i>	<i>82</i>
<i>FIGURA 14 – Simulação com Restrição Ambiental (7 Macro Regiões).....</i>	<i>84</i>
<i>FIGURA 15 - Simulação sem Restrição Ambiental (7 Macro Regiões).....</i>	<i>84</i>
<i>FIGURA 16 - Simulação com Restrição Ambiental (Ribeirão Preto)</i>	<i>87</i>
<i>FIGURA 17 - Simulação sem Restrição Ambiental (Ribeirão Preto).....</i>	<i>87</i>
<i>FIGURA 18 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos</i>	<i>92</i>
<i>FIGURA 19 –Risco de Déficit - Mercado Alto.....</i>	<i>104</i>
<i>FIGURA 20 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado Alto GTMIN = 0%.....</i>	<i>105</i>
<i>FIGURA 21 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado Alto Período Seco - GTMIN = 0%.....</i>	<i>107</i>

FIGURA 22 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto Período Médio - GTMIN = 0%	108
FIGURA 23 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto Período Seco - GTMIN = 60%	109
FIGURA 24 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto Período Médio - GTMIN = 60%	109
FIGURA 25 – Geração de Energia Esperada x Custo Marginal de Operação para o Mercado Alto – GTMIN = 0%	110
FIGURA 25.a – Geração de Energia Esperada	110
FIGURA 25.b – Custo Marginal Médio de Operação para GTMIN = 0%	111
FIGURA 26 –Risco de Déficit - Mercado de Referência	113
FIGURA 27 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - GTMIN = 0%	114
FIGURA 28 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência – Período Seco - GTMIN = 0%	114
FIGURA 29 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Médio - GTMIN = 0%	115
FIGURA 30 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Seco - GTMIN = 60%	115
FIGURA 31 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Médio - GTMIN = 60%	116
FIGURA 32 – Geração de Energia Esperada x Custo Marginal de Operação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%	116
FIGURA 32.a – Geração de Energia Esperada	117
FIGURA 32.b – Custo Marginal Médio de Operação	117
FIGURA 33 –Produção da Usina nos Períodos de Safra e Entre-Safra	119
FIGURA 34 – Receita Líquida em Diversos Níveis de Contratação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%	124

FIGURA 35 – Receita Líquida x Contrato Bilateral de Longo Prazo para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%	124
FIGURA 36 – Receita Líquida x Percentual Contrato através de Contrato Bilateral de Longo Prazo para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%	125
FIGURA 36.a – Melhor Estratégia de Contratação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%	125
FIGURA 36.b – Melhor Estratégia de Contratação para o Mercado de Referência GTMIN = 0%	126
FIGURA A.1 - Seleção da melhor Alternativa de Expansão - Objetivo Único	143
FIGURA A.2 - Alternativas de Expansão - Múltiplos Objetivos.....	144
FIGURA A.3 - Alternativas Pareto-Ótima.....	145
FIGURA A.4 - Seleção da melhor Alternativa	145
FIGURA A.5 - Alternativas de Expansão	146
FIGURA A.6 - Função Distância - Norma Euclidiana.....	147
FIGURA A.7 - Função Distância - Norma Sup	148
FIGURA A.8 - Arrependimento	149
FIGURA A.9 - Escala de Satisfação	151
FIGURA A.10 - Grafo Orientado	152

Índice de Tabelas

<i>TABELA 1 – Composição Média da Cana de Açúcar</i>	<i>8</i>
<i>TABELA 2 – Dados de Produção Referentes à Safra 1999/2000.....</i>	<i>10</i>
<i>TABELA 3 – Dados de Produção Referentes à Safra 2000/2001.....</i>	<i>10</i>
<i>TABELA 4 – Estimativa do Potencial de Biomassa Seca para as Principais Regiões do País (folhas verdes, secas e ponteiros para geração na entre-safra).....</i>	<i>17</i>
<i>TABELA 5 – Valor Normativo (base Julho/2001)</i>	<i>37</i>
<i>TABELA 6 – Padrões de Qualidade do Ar.....</i>	<i>41</i>
<i>TABELA 7 – Emissões de NO_x conforme Legislação Internacional.....</i>	<i>41</i>
<i>TABELA 8 – Comparação entre as Emissões de CO₂ através da Biomassa e de Combustíveis Fósseis</i>	<i>42</i>
<i>TABELA 9 – Estimativa dos Investimentos para Geração Elétrica Excedente.....</i>	<i>56</i>
<i>TABELA 10 –Dados Econômicos.....</i>	<i>73</i>
<i>TABELA 11 - Composição dos Custos de Operação e de Investimento (FOB).....</i>	<i>74</i>
<i>TABELA 12 - Composição dos Custos de Operação e de Investimento (FOB).....</i>	<i>75</i>
<i>TABELA 13 - Composição dos custos de operação e de investimento (FOB).....</i>	<i>76</i>
<i>TABELA 14 – Custos de Investimento</i>	<i>77</i>
<i>TABELA 15 –Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração.....</i>	<i>96</i>
<i>TABELA 16 – Análise referente às Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração.....</i>	<i>97</i>
<i>TABELA 17 – Custo do Combustível por Célula de Influência.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabela 18 - Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração</i>	<i>98</i>
<i>TABELA 19 – Premissas para Escolha da melhor Estratégia para Contratação de Energia.....</i>	<i>123</i>

Lista de Símbolos, Siglas e Abreviaturas

tc = tonelada de cana

tb = tonelada de bagaço

CE = custo das compras de energia elétrica necessárias para atendimento ao mercado de referência, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$;

MCI = volume das compras de energia elétrica, realizadas por meio dos contratos iniciais, no período de referência, expresso em MWh;

PCI = tarifa das compras de energia elétrica referentes aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$/MWh;

TCI = valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$;

MCEi = volume da compra de energia elétrica, no período de referência, relativo ao contrato bilateral “i” livremente negociado, expresso em MWh;

PCEi = preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral “i” livremente negociado, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, conforme disposto no Art. 3º da Resolução nº 248/2002, e expresso em R\$/MWh;

MCRi = volume da compra de energia elétrica junto à concessionária de serviço público, no período de referência, relativo ao contrato bilateral “i”, expresso em MWh;

PCRi = tarifa da compra de energia elétrica referente ao contrato bilateral “i” celebrado com uma concessionária de serviço público, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior,

conforme disposto no Art. 3º da Resolução nº 248/2002, e expresso em R\$/MWh;

MCP = volume das compras de curto prazo de energia elétrica, necessárias ao atendimento do mercado de referência, no período de referência, expresso em MWh;

VNC = valor normativo definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para valoração das compras de curto prazo, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$/MWh;

TCE = dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior, expresso em R\$.

IBGE = Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

CETESB = Cia. de Tecnologia de Saneamento Ambiental

SEADE = Fundação Sistema Estadual de Análise de Dados

DER = Departamento de Estradas e Rodagem

DAEE = Departamento de Águas e Energia Elétrica

Resumo

Ao se analisar o setor sucroalcooleiro, sob o ponto de vista técnico e institucional, observa-se que este setor possui a característica de ser auto-suficiente em energia, e que pode, com o suporte de adequados investimentos, evoluir para uma característica de exportação de energia elétrica, alavancando a rentabilidade do negócio.

Embora este tema já tenha sido analisado por inúmeros trabalhos, o objetivo desta dissertação é, além de referendar esses aspectos, apresentar uma análise locacional e de integração energética para a inserção de Centrais térmicas/cogedoras a bagaço de cana no Estado de São Paulo.

Para tanto, foram utilizadas duas ferramentas computacionais: o Modelo de Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo – SAEGE, e o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE.

O Modelo SAEGE, desenvolvido pela Companhia Energética de São Paulo - CESP e PROMON Engenharia, contempla informações técnicas referentes à composição Local (Célula)-Combustível-Tecnologia, além de parâmetros de caracterização de condições ambientais. O Modelo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL e validado pelo ONS, por sua vez, auxilia na análise energética da integração de unidades de cogeração, com o suporte do comportamento de variáveis chave, como o custo marginal de curto prazo. O Modelo NEWAVE permite também avaliar a produção energética das usinas do Sistema Interligado, de modo a determinar a operação ótima do sistema, através de situações reais que irão caracterizar o acionamento de unidades termelétricas em possíveis cenários de evolução do sistema.

No escopo dessa Dissertação, inclui-se ainda a descrição (i) das características do setor sucroalcooleiro, (ii) das tecnologias voltadas à utilização do bagaço e à geração de energia elétrica excedente, bem como (iii) da reestruturação do setor elétrico, suas implicações legais e comerciais repercutidas, principalmente, na cogeração.

Como resultado final, será apresentada a análise de integração de centrais cogeneradoras ao sistema elétrico, a partir da delimitação de 7 Macro Regiões do Estado de São Paulo, que são as mais representativas em termos de produção de bagaço. O cerne da análise levada a termo foi a sistematização do processo seletivo da região que mais se adequie à instalação de Centrais térmicas/cogeneradoras, respeitando o mínimo custo de transporte do insumo e uma maximização dos benefícios proporcionados ao sistema de transmissão, além de ponderar a efetiva contribuição energética derivada da integração da cogeração ao Sistema Interligado da região Sudeste.

Abstract

If the sugarcane sector is analyzed under the technical and institutional point of view, it is observed that this sector is self-sufficient under energy aspects, and it can, with the appropriate investment support, to export electrical energy, improving the business profitability.

Although this subject has already been analyzed by other studies and papers, the objective of this dissertation is to present a locacional and energy integration analysis of a sugar cane trash origin / cogeneration Central in Sao Paulo State.

For this purpose, two computational tools will be used: *Modelo de Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo – SAEGET*, and *Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE*.

The SAEGET Model developed by *Companhia Energética de São Paulo – CESP* and *PROMON Engenharia*, combines technical information on Region, Fuel, Technology and environmental conditions characterization parameters to select optimal areas to set a new thermal plant. The NEWAVE Model developed by *Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL* and acknowledge by ONS, aids the energy analysis of the cogeneration plants integration, with the support of the behavior variables, as the marginal cost for short term. NEWAVE also allows to evaluate energy production plants of the Interconnected System, in way to determine the system operation, through real situations that will characterize the dispatch of thermoelectric plants in possible scenarios of system evolution.

In this Dissertation will be presented the description (i) of the sugarcane sector characteristics, (ii) the bagass technologies and the generation of electrical energy surplus, as well as (iii) of the restructuring electrical sector, its legal implications and energy trade, mainly, in cogeneration.

As a final result, the analysis of cogeneration Central integration will be presented to the electrical system, starting from the delimitation of 7 Great Regions in Sao Paulo State, that are the most representative in terms of sugar cane trash production. The

analysis taken to term when the most adequate regions are selected for the thermal/cogeneration Central installation, respecting the minimum cost of sugar cane trash transportation and provided the maximization benefits of transmission system, besides pondering the effective energy contribution for the cogeneration integration to the Interconnected Southeast System.

1. Introdução

1.1. Apresentação e Motivação

As mudanças estruturais no Setor Elétrico Brasileiro nestes últimos 7 anos, alavancaram uma série de inovações, quer de ordem institucional, quer de regulamentação, que alteraram sensivelmente o panorama, até então estável e controlado pelo governo, para um ambiente competitivo, onde novos atores passaram a figurar.

Assim, foram criadas a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 1996; o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS em 1998; o Mercado Atacadista de Energia – MAE em 1998; a Câmara de Gestão da Crise Energética – GCE em 2001, dentre outras agências e órgãos, que passaram a regular o sistema elétrico dentro de um novo contexto cujo objetivo maior é, a partir de 2003, passar de um Mercado de energia elétrica onde predominam os consumidores cativos, para um Mercado de livre negociação.

Esta estrutura, contudo, ainda não se encontra devidamente estabelecida, pois ajustes, principalmente na questão da comercialização da energia, ainda continuam sendo feitos de modo a se chegar em um ambiente competitivo seguro no que diz respeito ao preço a ser praticado e à garantia da energia a ser negociada.

O caráter dinâmico com que estas mudanças estão acontecendo dentro do setor elétrico e as implicações que as mesmas podem trazer para o caso do uso da cogeração, motivou a elaboração deste trabalho que procura condensar o máximo de informações que possam contribuir para a compreensão do cenário energético, mais precisamente para a inserção da energia cogorada quer sob o ponto de vista tecnológico, quer sob os benefícios auferidos através da égide legislativa.

De um modo geral, os anos de 2000 e 2001 foram marcados por grandes acontecimentos dentro do Setor Elétrico, como por exemplo, a crise energética provocada pelo baixos níveis de armazenamento dos reservatórios, principalmente daqueles pertencentes às usinas do sistema interligado da região Sudeste. Esta

ocorrência mobilizou toda a sociedade na adesão ao Plano de Racionalização de energia.

Um dos motivos atribuídos à instituição de tal Plano, foi a falta de incentivos, por parte do próprio governo, em novos empreendimentos, originada, provavelmente, por um conjunto de fatores aliados ao processo de definição das novas medidas regulatórias e à criação do Programa de Desestatização, que teve como meta, a partir de 1995, a desverticalização das grandes geradoras e o repasse do “monopólio” estatal para a iniciativa privada.

Apesar dos inúmeros inconvenientes causados durante o período de racionalização de energia, que se estendeu até Março de 2002, o momento se tornou propício à retomada da introdução de novas fontes de energia primária na Matriz Energética Nacional (COELHO, 1999), como uma forma de complementação energética. Dentro deste contexto é que foi desenvolvida a base para o Programa Prioritário de Termelétricas, instituído em 2000 pelo Ministério de Minas e Energia - MME. Este Programa contemplou a geração termelétrica a gás natural importado da Bolívia em sistemas convencionais e de cogeração, abrindo espaço para a cogeração a partir do bagaço de cana.

Dessa forma, a utilização da biomassa para geração de energia pode vir a se constituir num apoio à oferta de energia, não apenas nos momentos de crise energética, mas como um incremento à oferta de energia dentro do sistema interligado.

1.2. Objetivo

Com o suporte de um exemplo metodológico, o tema abordado neste trabalho está focado em uma análise locacional e de integração energética para a inserção de Centrais térmicas/cogedoras a bagaço de cana, obtida pela aplicação de dois Modelos computacionais: o Modelo de Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo – SAEGE, e o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE. Estes Modelos, de um modo geral, contemplam informações técnicas referentes ao

combustível utilizado, às tecnologias utilizadas para a queima do bagaço e à região onde se pretende implantar o empreendimento.

Vale ressaltar que para o desenvolvimento do respectivo estudo, optou-se pela localização de Central térmica/cogedora (denominação que será usada ao longo do texto), ao invés de uma usina térmica/cogedora individualizada.

A Central térmica/cogedora, portanto, é uma unidade centralizadora, com capacidade de geração de 100 MW de potência nominal, instalada numa região produtora de cana, absorvendo o bagaço excedente num entorno de 150 km, transportado em caminhões, a granel. Este tipo de Central poderá trabalhar em base regular ou anual, ou durante o período da safra, sendo que as vantagens observadas com este tipo de instalação são: a geração de energia elétrica com potência instalada maior, quando comparada àquela obtida pelas unidades individualizadas, e a economia de escala, com redução nos custos por MW instalado. A energia elétrica produzida por esta Central será integralmente injetada na rede da região onde for instalada, e seu único combustível é o bagaço de cana.

A escolha dos melhores locais levará em conta, portanto, além do mínimo custo de transporte do bagaço, os menores custos de geração relacionados às tecnologias escolhidas para o estudo de caso, apresentadas no Capítulo 6.

Embora a análise da inserção de Centrais térmicas/cogedoras no parque gerador paulista possa ser considerada rotineira, a proposta que se pretende com esta dissertação é a de demonstrar a utilização do Modelo SAEGET, aliado à outros Modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, como o Modelo de Operação Hidrotérmica – MODDHT- e o NEWAVE, este último validado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e utilizado pelo Planejamento da Expansão do Setor Elétrico. Desta forma, pretende-se contribuir na consolidação das informações e na sugestão de locais onde essas usinas possam ser implantadas, com menores custos de investimento, operação e de conexão à rede (custos de conexão ao sistema), e onde fatores ambientais são considerados como limitantes na escolha da melhor localização de instalação, conforme abordado no item 5.1, e melhor detalhado através do Anexo 1.

A oferta de energia cogorada, portanto, deverá ser obtida da composição Local-

Combustível-Tecnologia, através da escolha de 3 (três) tecnologias voltadas à utilização do bagaço de cana:

- Usinas Térmicas Convencionais;
- Usinas Térmicas/Combustão em Leito Fluidizado;
- Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado.

Uma vez obtidas as informações pertinentes ao melhor local de implantação desse tipo de Central no Subsistema Sudeste, é analisado o impacto da inserção da oferta de energia através das projeções do Custo Marginal Médio de Operação obtido a partir das 66 séries históricas de vazões, correspondentes às séries naturais afluentes medidas mês a mês, de 1931 a 1996, simuladas pelo NEWAVE, conforme abordado no Capítulo 7.

1.3. Metodologia

Para atender aos objetivos propostos, o presente trabalho é dividido em duas partes. A primeira, que tratará dos aspectos relacionados às características do setor sucroalcooleiro (produção, sazonalidade, auto-suficiência energética), ao aproveitamento dos resíduos, à utilização da cogeração e à interação agente cogedor x mecanismos legais; e, a segunda, onde serão analisadas as melhores alternativas de localização de Centrais térmicas/cogedoras a bagaço de cana no Estado de São Paulo, assim como, o custo de geração através da utilização dos Modelos SAEGET e NEWAVE, respectivamente.

Para o estudo em questão, foram considerados os seguintes aspectos voltados ao setor sucroalcooleiro:

- Estratégico – geração descentralizada e próxima aos pontos de carga, sendo que a geração durante a safra das regiões Sudeste e Centro-Oeste ocorre durante o período seco da geração hidrelétrica;
- Econômico – uso de combustível e equipamentos nacionais;
- Social – mão de obra na zona rural, onde estão instaladas as usinas sucroalcooleiras;

- Ambiental – combustível limpo e renovável, com balanço nulo nos gases de efeito estufa.

A utilização da biomassa, mais especificamente, do bagaço de cana, na complementação da geração termelétrica dentro do parque gerador paulista, pode ser encarada como uma alternativa bastante atraente pelo fato do bagaço representar aproximadamente 30% da cana moída. A questão que surge, contudo, se traduz na necessidade de investimento da iniciativa privada, o que até o momento tem se dado de forma ainda incipiente, uma vez que se exige do Setor Elétrico regras claras e políticas tarifárias realistas, que remunerem o capital investido.

1.4. Estrutura da Dissertação e seus Principais Produtos

A característica do setor sucroalcooleiro é abordada no Capítulo 2 onde é discutida a produção atual de cana em comparação à safra de 1999/2000, assim como, o aproveitamento energético dos insumos de processo e da colheita, respectivamente, bagaço e palha, considerando, inclusive, as técnicas de manuseio e armazenamento de modo a melhorar a eficiência do sistema.

O Capítulo 3 abordará os aspectos regulatórios voltados à cogeração de um modo geral e àqueles utilizados pelo setor sucroalcooleiro, no que diz respeito à criação dos agentes comercializadores de energia e às atuações do Autoprodutor e do Produtor Independente no contexto da cogeração e da comercialização de energia. As alterações nos mecanismos através da análise dos principais diplomas legais, assim como, a comercialização da energia cogenerada, recomendações para a criação de incentivos através de linhas de créditos instituídas pelo BNDES, o preço a ser praticado para a venda da energia cogenerada (Valor Normativo) e a legislação voltada aos problemas ambientais das queimadas, compõem os tópicos abordados neste Capítulo.

O Capítulo 4 tratará da conceituação do processo de cogeração através do conceito dos ciclos termodinâmicos.

Com este capítulo fecha-se a primeira parte do trabalho, conforme estrutura proposta no item 1.3.

O Capítulo 5, *Análise Locacional das Centrais de Cogeração no Estado de São Paulo: Modelo SAEGE*T, inicia a segunda parte do trabalho, e abre a análise propriamente dita da inserção da cogeração no parque energético paulista. Ao longo deste Capítulo e do Capítulo 6, será introduzida a conceituação do Modelo SAEGE T através de sua formulação matemática, dos Bancos de Dados e do estabelecimento das premissas que são inseridas nesses Bancos para a respectiva simulação. Através destes dois Capítulos é que são estruturadas as bases para a simulação do estudo de caso com a escolha das tecnologias elencadas para o estudo proposto.

Finalmente, no Capítulo 7 tem-se o produto final deste trabalho traduzido pela análise dos casos rodados através da respectiva modelagem no que diz respeito ao impacto provocado pela escolha do melhor local de implantação que atenda à composição Local-Combustível-Tecnologia, e ao custo de operação do empreendimento.

Fazem ainda parte deste trabalho, um tópico referente às Conclusões onde estão consolidados os resultados finais das análises efetuadas após a simulação com os Modelos SAEGE T e NEWAVE; os Anexos, onde estão agrupadas as informações consideradas indispensáveis à complementação do texto; a Bibliografia, onde estão relacionadas as referências bibliográficas consultadas e, a Bibliografia Complementar, onde estão relacionadas as Leis, Resoluções, Portarias, Medidas Provisórias, enfim, a legislação consultada e que forneceu subsídios, principalmente, à elaboração do Capítulo 3.

“Esta planta brotou do mel; com mel a arrancamos; nasceu a doçura.... Eu te enlaço com uma grinalda de cana de açúcar, para que não me sejas esquiva, para que te enamores de mim, para que não me sejas infiel”.

(Atharva Veda, 4^o Livro dos Vedas)

2. O Setor Sucroalcooleiro e os Insumos para a Cogeração

A cana de açúcar é um dos principais produtos agrícolas do Brasil, sendo cultivada desde a época da colonização. Sua produção sempre teve como meta atender diretamente ao mercado interno e/ou externo do açúcar e do álcool, porém, desde o surgimento desse tipo de cultura no país, pouca atenção foi dedicada ao aproveitamento comercial de seus resíduos ou subprodutos, atribuído, provavelmente, ao desconhecimento de uma aplicação mais ampla do que aquela até então praticada pelo setor sucroalcooleiro: bagaço⁽¹⁾, vinhoto ou vinhaça⁽²⁾, torta de filtro⁽³⁾ e levedura⁽⁴⁾.

A composição média da cana de açúcar pode ser considerada como sendo a seguinte: (CORTEZ *et alii*, 1992)

TABELA 1 – Composição Média da Cana de Açúcar

Fibras	14%
Sacarose (pol)	12%
Impurezas	3%
Bagaço (50% umidade)	250 kg/t cana

Quanto ao seu valor energético, em tese, pode-se considerar que 1 tonelada de cana contenha cerca de 392.000 kcal em 70 litros de álcool, além de 560.000 kcal em 250 kg de bagaço úmido e 60.000 kcal em 11.830 litros de biogás⁽⁵⁾ obtidos através da biodigestão⁽⁶⁾ do vinhoto. Com isso, pode-se dizer que há mais energia na cana de açúcar e em seus derivados do que se pode conseguir com o álcool isoladamente.

Atualmente, o setor sucroalcooleiro é formado por 304 usinas e destilarias no país, sendo 140 no Estado de São Paulo. A produção de cana para a safra de 2001/2002 no país é da ordem de 270 milhões de toneladas de cana (190 milhões tc em São Paulo),

⁽¹⁾ Bagaço: resíduo obtido a partir da moagem da cana de açúcar.

⁽²⁾ Vinhoto ou vinhaça: subproduto da fabricação do álcool.

⁽³⁾ Torta de filtro: subproduto proveniente do processo de clarificação do caldo na fabricação do açúcar.

⁽⁴⁾ Levedura: recuperada do processo de fabricação do álcool.

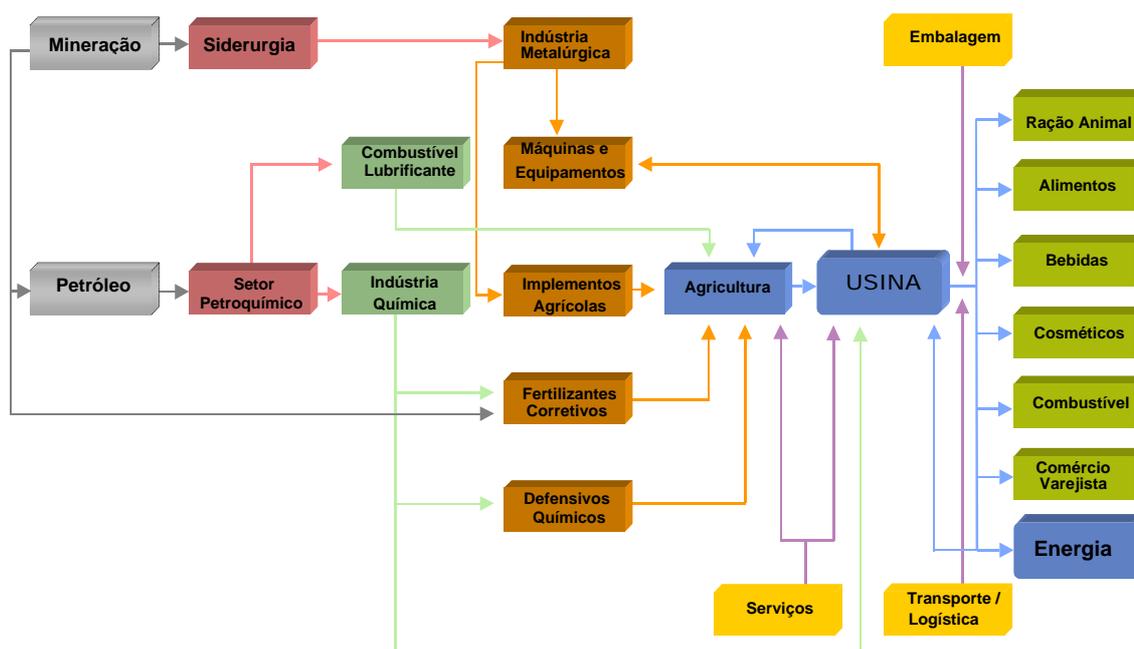
⁽⁵⁾ Biogás: gás produzido pela fermentação de resíduos orgânicos. Composição básica: 60-70% CH₄ e 30 - 20 % CO₂.

⁽⁶⁾ Biodigestão: processo fermentativo que tanto pode ocorrer na presença de oxigênio (aeróbico) quanto na sua ausência (anaeróbico).

com uma geração de bagaço de 70,2 milhões de toneladas de bagaço/tonelada de cana (49,4 milhões tb/tc em São Paulo).

Uma das características que compõem esse setor, são os grandes montantes envolvidos, assim como a sua interação com os demais segmentos industriais. O Esquema ilustrado na Figura 1 a seguir, mostra a cadeia produtiva desse setor, assim como, a valorização dos seus subprodutos, através de um espectro de atuação bastante amplo.

A sazonalidade é característica do setor sucroalcooleiro. Na região Sudeste que engloba o Estado de São Paulo, foco deste estudo, a safra se estende de Maio a Novembro - período seco, ou seja, aquele onde ocorre as diminuições de oferta de energia gerada pelas usinas hidrelétricas.



Fonte: (MAMEDE, 2001)

FIGURA 1 – Setor Sucroalcooleiro: Fluxograma da Cadeia Produtiva

Outro aspecto que afeta este setor são as mudanças bruscas nas condições climatológicas que influenciam a cultura da cana quanto às suas propriedades energéticas. As Tabelas 2 e 3, apresentadas na seqüência, mostram a evolução do

panorama do setor sucroalcooleiro nas safras de 1999/2000 e de 2000/2001, respectivamente.

TABELA 2 – Dados de Produção Referentes à Safra 1999/2000

	São Paulo	Brasil	SP/BR
Número de unidades	131	308	42,5%
Moagem total (tc)	194.234.474	263.948.899	73,6%
Açúcar (sacas de 50 kg)	261.823.580	387.743.420	67,5%
Álcool anidro (m ³)	3.794.657	6.132.201	61,9%
Álcool hidratado (m ³)	4.692.078	6.870.125	68,3%
Produção total álcool (m ³)	8.486.735	13.002.326	65,3%

Fonte: (UNICA,2002)

TABELA 3 – Dados de Produção Referentes à Safra 2000/2001

	São Paulo	Brasil	SP/BR
Número de unidades	126	301	41,9%
Moagem total (tc)	148.226.228	257.591.809	57,5%
Açúcar (sacas de 50 kg)	193.427.760	324.892.240	59,5%
Álcool anidro (m ³)	3.555.033	5.620.964	63,2%
Álcool hidratado (m ³)	2.884.080	4.972.071	58,0%
Produção total álcool (m ³)	6.439.113	10.593.035	60,8%

Fonte: (UNICA, 2002)

Ao se comparar as informações obtidas nesses dois ciclos, observa-se que houve uma redução no número de unidades produtoras tanto em São Paulo, quanto no Brasil. Este fato, bastante relevante, pode ser atribuído à desativação de unidades ou à desestimulação do setor sucroalcooleiro motivada pela falta de linhas de crédito ou incentivos fiscais. Outro fator que também pode ser considerado é a estiagem que ocorreu no período de Outubro a Novembro de 1999 e que prejudicou a cultura da cana, contribuindo sensivelmente na queda das produções de açúcar e de álcool. Este fato também se refletiu no desempenho da safra seguinte, devido ao atraso no plantio

das mudas de cana que, ao invés de terminar em Março, se estendeu pelo mês de Abril.

Vale contudo ressaltar que, apesar dos percalços sofridos pelo setor, somente na safra 2000/2001, o Estado de São Paulo movimentou o correspondente a 7,1 bilhões de reais, representando 2,2% do PIB⁽⁷⁾. (FIESP/CIESP, 2001)

Em termos energéticos, a partir da cana de açúcar, além da produção do álcool combustível e do açúcar, tem-se também a geração de energia elétrica através da queima do bagaço. Isto é possível, principalmente, devido aos grandes montantes de cana de açúcar que são processados dentro do setor sucroalcooleiro, tornando significativa a quantidade de bagaço, que é representada por cerca de 30% em relação a quantidade de cana, com 50% de umidade e Poder Calorífico médio de 7,74 MJ/kg (1850 kcal/kg) (COELHO, 1999), e que é utilizado na usina como combustível, sendo seu excedente comercializado para outras indústrias, como por exemplo, a de alimentos e bebidas.

2.1. A Utilização do Bagaço de Cana como Insumo Energético

O bagaço de cana tem sido historicamente usado como combustível nas usinas, pelo menos desde o início deste século, quando passou a substituir a lenha nas caldeiras.

Com os avanços tecnológicos do setor sucroalcooleiro, o bagaço passou a ser mais valorizado como fonte de energia, respondendo pelas necessidades energéticas da própria usina, passando depois, a ser comercializado para outras usinas ou indústrias. Atualmente, a maioria das usinas vende o bagaço excedente a um preço variável entre 4,00 R\$/t e 14 R\$/t dependendo da localização da usina em relação aos potenciais compradores (COELHO, 1999). O mercado, de um modo geral, paga pela tonelada do bagaço *in natura* o mesmo preço por tonelada de cana. Isso equivale a agregar ao bagaço um valor comercial inicial proporcional a ¼ do custo da matéria prima. Mesmo assim, a utilização do bagaço como combustível para fins energéticos passa pelo equacionamento dos seus maiores problemas: (CORTEZ *et alii*, 1992)

- Baixa densidade energética: em torno de 214.800 kcal/m³;

⁽⁷⁾ Produto Interno Bruto.

- Umidade: 50%;
- Armazenamento difícil;
- Transporte caro;
- Decomposição ao longo do tempo.

Desta forma, em virtude do caráter sazonal da indústria sucroalcooleira, o fornecimento de bagaço excedente para fins industriais não pode ser realizado de forma direta contínua, havendo a necessidade da formação de estoques reguladores, a fim de suprir a sua carência no período da entre-safra⁽⁸⁾

Quando se armazena o bagaço, o açúcar residual aliado ao teor de umidade e à ação microbiana, estimula uma fermentação exotérmica⁽⁹⁾ o que afeta diretamente as características do material, deteriorando-o e, muitas vezes, provocando uma combustão espontânea não desejável.

O bagaço de cana, portanto, necessita passar por um beneficiamento que viabilize sua estocagem e, conseqüentemente, melhore o seu aproveitamento como insumo energético ou como matéria-prima industrial.

2.1.1. Secagem do Bagaço para Armazenamento

Um fator muito importante quando se armazena o bagaço é reduzir seu teor de umidade, que normalmente é de 50%, e que pode ser conseguido através de duas vias principais:

- utilização de uma fonte de energia disponível nas destilarias e usinas,
- enfardamento com secagem, que está intimamente relacionado com a compactação do material.

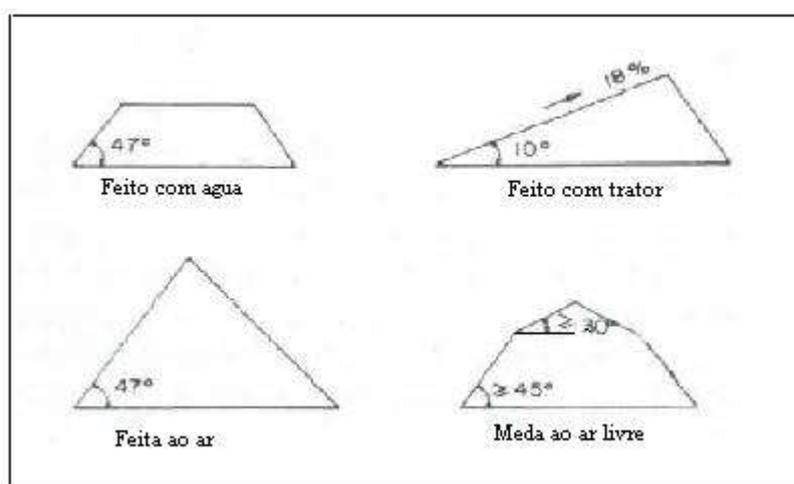
O enfardamento é a prática mais difundida quando se objetiva facilitar o transporte e/ou reduzir a área das instalações para estocagem do bagaço. Para tanto, existem dois processos de enfardamento: o normal e o com secagem.

⁽⁸⁾ Entre-safra: período que se estende de Dezembro a Abril, na região Sudeste.

⁽⁹⁾ Exotérmica: processo em que há desprendimento de calor.

No processo normal não há necessidade de uma pré-secagem, pois o bagaço *in natura* é compactado através de prensas hidráulicas em fardos de dimensões apropriadas como por exemplo 0,7 x 1,0 x 1,0 m.

A densidade do fardo varia de 400 a 600 kg/m³. Embora o teor de umidade permaneça alto, pode sofrer uma redução durante o período de estocagem através da secagem natural com o ar ambiente. O empilhamento dos fardos pode ser realizado em forma cúbica ou piramidal, com espaçamento suficiente para permitir a passagem de empilhadeiras e a ventilação entre os mesmos, sendo que muitas enfardadeiras fazem um furo através do fardo, visando aumentar a velocidade de secagem. A Figura 2 a seguir, apresenta as várias opções de pilhas de bagaço, em estocagem.



Fonte: (IPT, 1990)

FIGURA 2 – Configuração das Pilhas de Bagaço

O princípio em que se baseia esta técnica é o da construção de uma grande pilha de bagaço, onde a deterioração da camada externa protege as camadas internas. As perdas totais estão em torno de 15%. Neste sistema é possível uma mecanização completa do manuseio do bagaço, tornando o custo operacional bastante baixo.

No processo que utiliza secagem, o fardo é submetido a um período no qual o uso controlado e racional da fermentação natural e a aeração permitem reduzir o teor de umidade de 50 para 20% em apenas 20 dias. A densidade do fardo permanece em torno de 375 kg/m³. Os fardos podem ser estocados ao ar livre, sendo simplesmente

protegidos por uma lona plástica, mantendo suas especificações e características inalteradas e sem deterioração, por longos períodos de estocagem.

Entre os possíveis sistemas de secagem do bagaço de cana, pode-se relacionar as seguintes alternativas:

- secadores que utilizam os gases de exaustão de caldeiras como meio de aquecimento;
- secadores munidos de gerador autônomo de energia (geralmente, queima de resíduos da biomassa);
- sistema misto, utilizando gases a baixa temperatura (130 – 150°C) que recebem uma complementação por parte de uma fonte autônoma de energia, propiciando a elevação da temperatura dos mesmos.

As técnicas de armazenamento variam em função da utilização a ser dada ao bagaço, ou seja:

- *In natura* - quando a usina ou a indústria utiliza o bagaço durante o período sazonal e, portanto, não requer procedimentos de estocagem. Além disso, a indústria que utiliza o bagaço *in natura* deve localizar-se o mais próximo possível da usina ou destilaria para facilitar o transporte, e dessa forma, minimizar os gastos. No Estado de São Paulo, as indústrias que se utilizam deste tipo de bagaço são as pertencentes aos setores cítricos e de óleos vegetais dentre outras, em substituição ao óleo combustível em suas caldeiras;
- Com secagem - quando a usina tem excedente de bagaço e o utiliza fora do período sazonal, ou vende esse bagaço para outras indústrias que o utilizam em seus processos, como: as de papel e celulose, alimentícias e de bebidas.

Outras técnicas também empregadas para aumentar a eficiência na utilização do bagaço, são a peletização e a briquetagem. Informações complementares sobre peletização podem ser obtidos em: COELHO, 1999.

2.1.2. Queima de Bagaço para Geração de Energia Elétrica

Como mencionado anteriormente, entre as diversas formas de aproveitamento do bagaço de cana, destaca-se o seu valor como combustível em substituição aos derivados de petróleo, especialmente óleo combustível, e da lenha. O bagaço proporciona às empresas sucroalcooleiras o privilégio da auto suficiência de energia térmica e da possibilidade de auto suficiência em energia elétrica, condições essas inexistentes na maioria das atividades industriais.

O bagaço de cana, dentre as biomassas, é aquele que reúne os melhores atributos econômicos para ser industrializado e competir comercialmente com o óleo combustível em virtude das seguintes vantagens:

- ter uma lavoura organizada, cujos custos são debitados no produto nobre: açúcar e/ou álcool;
- ter todo o sistema de transporte campo-indústria organizado e correndo por conta do mesmo produto nobre;
- ser produzido em grandes quantidades, concentradas em um ponto, que o libera semi beneficiado, graças ao trabalho de moagem.

Uma das características fundamentais do bagaço é o seu poder calorífico (Poder Calorífico médio 1850 kcal/kg), o qual é função do grau de umidade (50%) e do teor de açúcar residual. Como o teor de açúcar é normalmente baixo, tem-se a umidade como principal fator limitante do poder calorífico. No Estado de São Paulo e, em menor escala, no restante do país, praticamente todas as indústrias do setor sucroalcooleiro são autosuficientes em virtude da grande quantidade de bagaço gerado (ANEEL, 1998). Entretanto, pelos dados existentes, ainda há uma grande parte do bagaço que não é usada para geração de eletricidade apesar de não existirem estatísticas confiáveis com relação à quantidade e destino do bagaço vendido pelas usinas (COELHO, 1999).

A umidade do bagaço, portanto, interfere diretamente no rendimento da combustão, como citado anteriormente, o que se constata pela temperatura de ignição do bagaço, que está entre 500°C e 600°C com 50% de umidade, caindo para 300°C a 400°C quando a umidade está em torno de 35% a 40%. Com baixo teor de umidade, a etapa

de secagem na fornalha se dá em tempo menor, representando uma maior velocidade de queima. A temperatura da chama também é sensível ao nível de umidade, ficando entre 850°C e 920°C com 50% de umidade, mas chegando acima de 1.100°C com 35% de umidade, aumentando consideravelmente a transmissão de calor por radiação, condução e convecção nos tubos e recuperadores que compõem uma caldeira.

Apesar do bagaço apresentar um alto teor de umidade, é responsável pela boa ignição do resíduo por possuir um alto teor de voláteis, da ordem de 87% em base seca. Os voláteis do bagaço representam 78% do poder calorífico e consomem 74% do ar de combustão.

2.2. Palha – Outro Insumo da Cana de Açúcar

Outro subproduto da cana de açúcar que pode ser incorporado à queima do bagaço é a palha. A palha é uma sobra proveniente da colheita da cana que é jogada fora ou deixada como cobertura nas lavouras, e que pode ser aproveitada energeticamente no sistema de geração de energia colaborando para o aumento da eficiência do processo. O potencial de resíduos da cana (em matéria seca – MS) representa em média 14% da massa de colmos⁽¹⁰⁾ (LEAL, 2000). Dessa forma, para 1 tonelada de cana (colmos) produzida, teremos 140 kg de resíduo seco.

Embora o número de variedades de cana de açúcar hoje cultivadas no país ultrapasse algumas dezenas, é razoável considerar que o índice 140 kgMS/tc, seja representativo para a média das áreas de cana das diferentes regiões produtoras.

A Tabela 4 a seguir, identifica a importância do potencial de biomassa seca por região produtiva, dentro do enfoque de seu aproveitamento energético.

⁽¹⁰⁾ Colmos: caracterizados por nós bem marcados e entrenós distintos, quase sempre fistulosos, são espessos e repletos de suco açucarado.

TABELA 4 – Estimativa do Potencial de Biomassa Seca para as Principais Regiões do País (folhas verdes, secas e ponteiros para geração na entre-safra)

Local	Produção de Colmos (milhões de toneladas)	Potencial de Resíduos Secos (milhões de toneladas)
São Paulo	181,5	25,4
Centro Sul	249,7	35,0
Norte-Nordeste	51,9	7,2
Brasil	301,6	42,2

(Fonte: LEAL, 2000)

Portanto, para se aproveitar ao máximo a palha que fica nos campos, pode-se utilizar um dos dois tipos de alternativas abaixo descritos:

- a) A cana picada sem queimar e sendo limpa pela colheitadeira mecânica. Durante a operação, a cana é ventilada quando colhida. Os toletes são conduzidos pelo elevador da máquina até um caminhão ou transbordo, e a palha é deixada no campo. Testes de campo indicaram que em média 30% da palha permanece entranhada na cana e o que é deixado sobre o solo pode ser recolhido e enfardado. Em simulações realizadas utilizando-se esta técnica, foi possível recolher de 50 a 70% da palha na lavoura. O processo de recolhimento foi feito por uma máquina enfardadora, que prensa e prepara a palha para o transporte.
- b) A cana é colhida e carregada sem limpeza. Toda palha acompanha a cana, mas não poderá ser moída porque diminuiria a capacidade de extração da sacarose. Assim, antes de chegar à indústria, a cana deve ser entregue à uma “Estação de Limpeza a Seco”. Alguns resultados obtidos com um protótipo da estação de limpeza, indicam que 70% da palha é separada da cana.

Na safra 1999/2000, uma alternativa complementar foi proposta pela Copersucar, visando avaliar a colheita mecanizada de cana picada com limpeza parcial. Com essa nova condição operacional, pode-se deixar no campo cerca de 7,5 t/ha de massa

foliar (em matéria seca), sendo o restante transportado na carga. De acordo com os estudos realizados pela Copersucar, essa quantidade de massa vegetal deixada no campo é suficiente para produzir o efeito herbicida, que inibe o desenvolvimento de ervas daninhas sem a necessidade de aplicação de produtos químicos (LEAL, 2000). O restante da massa vegetal é transportado na carga e posteriormente separado pela Estação de Limpeza a Seco na usina para aproveitamento energético.

Através das técnicas acima descritas pode-se, portanto, aumentar a eficiência da geração de energia elétrica na usina através da incorporação da palha ao bagaço de cana para a queima nas caldeiras. Essa técnica também pode ser usada para favorecer a geração de energia excedente no período da entre-safra e, com isso, garantir o fornecimento de energia elétrica e/ou energia elétrica excedente para suprir o sistema elétrico através da concessionária ou da indústria localizada em seu entorno.

Vale contudo ressaltar, que a utilização de palhas e pontas, não é um procedimento usual no meio sucroalcooleiro, uma vez que o corte da cana é ainda, na maioria, efetuado manualmente após a queima. Este aproveitamento só é viável quando se utiliza a colheita mecanizada, de cana verde, o que mantém as palhas e pontas. Contudo, apesar das inovações e das facilidades que esta técnica pode trazer para o setor, outras dificuldades passam a ser consideradas como: a supressão automática da mão de obra local (desemprego), e a irregularidade do solo onde se localiza esse tipo de cultura.

2.3. Utilização do Bagaço na Cogeração e a Autoprodução de Energia Elétrica

A quantidade de bagaço produzida pelo setor sucroalcooleiro é extraordinária e, mesmo assim, milhões de toneladas não são utilizadas como combustível, tendo, provavelmente, outro destino como por exemplo: sua utilização como matéria-prima para a produção de celulose, chapas de aglomerado, ração animal, produtos químicos de alto valor comercial como éter etílico, ácido acético, acetato de etila e dietilamina, além de várias possibilidades ainda sendo pesquisadas como a sua aplicação para obtenção de plástico biodegradável, adesivos e fibras sintéticas. (UNICA, 2002)

Dependendo da tecnologia utilizada, dentre aquelas comercialmente viabilizadas no país, estima-se que o bagaço possa gerar cerca de 100 kWh/tc, o que representa um enorme potencial de energia elétrica produzida, principalmente, no período da safra.

A produção de energia elétrica a partir da queima do bagaço de cana, teve seu impulso durante a 1ª crise do petróleo em 1973, quando começaram a surgir as primeiras unidades de cogeração através do acoplamento de turbinas de contrapressão no circuito de vapor das indústrias do setor sucroalcooleiro. Por fazer parte integrante do processo produtivo da usina, este tipo de alternativa se tornou limitada sob o ponto de vista da comercialização da energia elétrica excedente, motivo pelo qual, os empreendimentos atuais passaram a adotar o conceito de turbina de condensação com operação independente do processo de industrialização da cana de açúcar.

O processo de cogeração passou a ser considerado como uma alternativa complementar em função da significativa quantidade de energia que pode ser injetada na rede elétrica.

No Estado de São Paulo, essa inserção se tornou viável após a publicação das Portarias do DNAEE nº 246 de 26/12/1988 e, nºs 94 e 95 de 13/06/1989, através das quais, foram firmadas as condições gerais de suprimento de energia elétrica pelo Autoprodutor - AP, regulamentando, dessa forma, a compra da energia excedente por meio de contratos de longo prazo celebrados com a empresa de energia elétrica, conforme será abordado no Capítulo 3.

Vale ressaltar que o Autoprodutor do setor sucroalcooleiro tem como característica, apresentar uma curva de carga com perfil sazonal, ou seja, com geração de energia elétrica durante o período da safra, buscando, dessa forma, uma auto-suficiência, o que não acontece durante a entre-safra, quando se torna dependente da concessionária.

Para haver a garantia de geração de energia elétrica durante o período da entre-safra, o AP pode utilizar certos artifícios como estocar o bagaço excedente produzido durante a safra, mesmo sabendo que a potência total final gerada será menor, uma vez que parte do bagaço excedente da usina estará estocado para queima durante a entre-safra. Se houver, contudo, a possibilidade de durante o período de safra,

comprar bagaço excedente de terceiros, esta potência não será modificada, aumentando a eficiência do processo. Outra opção a ser considerada é o aproveitamento das palhas e pontas da cana como combustível, conforme descrito no item 2.2, permitindo geração durante todo o ano.

Em virtude do crescente interesse na cogeração, as concessionárias de serviços elétricos de São Paulo assinaram com os produtores de açúcar e álcool um acordo em Julho de 1992, denominado Protocolo/1992, com o propósito de comprar energia elétrica excedente até um total de 300 MW de capacidade. Quando da assinatura, o custo marginal de geração era de 41 US\$/MWh. Mais recentemente, contratos com concessionárias têm sido celebrados firmando valores muito inferiores. (VIEIRA *et alii*, 1999)

A questão referente ao valor de compra da energia excedente tem se constituído ainda em um obstáculo a ser resolvido, porém o montante de energia disponível não pode ser desprezado, principalmente no Estado de São Paulo que é o maior produtor de cana de açúcar do país, conforme os indicadores que foram apresentados nas Tabelas 2 e 3.

Um outro aspecto que favorece a inserção da cogeração do setor sucroalcooleiro no sistema elétrico, é a sua interação com a chamada Geração Descentralizada.

A Geração Descentralizada de energia elétrica se caracteriza pelo atendimento, pelo menos parcial, de mercados locais por unidades de geração de pequeno ou médio portes situadas próximas a estes mercados.

Este tipo de geração pode ocorrer em sistemas isolados ou interligados⁽¹¹⁾, sendo que neste último caso, o custo de geração em uma dada usina não afeta o custo marginal⁽¹²⁾ médio do sistema interligado.

No Brasil, o proprietário das usinas que fazem parte da Geração Descentralizada pode ser representado por uma concessionária pública ou privada de serviço de suprimento de energia elétrica, uma cooperativa de eletrificação ou mesmo um Autoprodutor.

⁽¹¹⁾ Sistemas Interligados: Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

⁽¹²⁾ Custo marginal: custo de geração obtido através da geração de uma unidade adicional.

No caso de Autoprodutor, quando a usina se localiza em um sistema interligado, a energia excedente pode, em princípio, ser comercializada, assim como, parte de suas necessidades em energia elétrica, podem ser compradas de uma empresa concessionária mais próxima. Havendo a possibilidade de acessar as linhas de transmissão dessa concessionária, a venda pode ser feita para outras concessionárias interligadas ou usinas que se localizam em seu entorno. É claro que arranjos especiais, de cunho institucional, tarifário e contratual devem existir a fim de concretizar esta possibilidade de venda de energia elétrica excedente, conforme será comentado no item 3.4.1.

O importante, contudo, é ter garantido o fornecimento de energia elétrica. Quando se estuda um sistema hidrelétrico, variáveis climatológicas muitas vezes se sobrepõem às tecnológicas. Já em sistemas termelétricos, outras variantes podem colocar em risco a confiabilidade da geração e do fornecimento de energia. No caso aqui abordado, as características e o comportamento do setor sucroalcooleiro se constituem em fatores determinantes ao bom andamento do processo, como um todo.

“O Brasil precisa explorar os seus diferenciais positivos e um deles é a sua matriz energética limpa e renovável, que conta com a contribuição expressiva do setor sucroalcooleiro, tanto na produção de álcool, quanto na cogeração de energia a partir do bagaço de cana”.

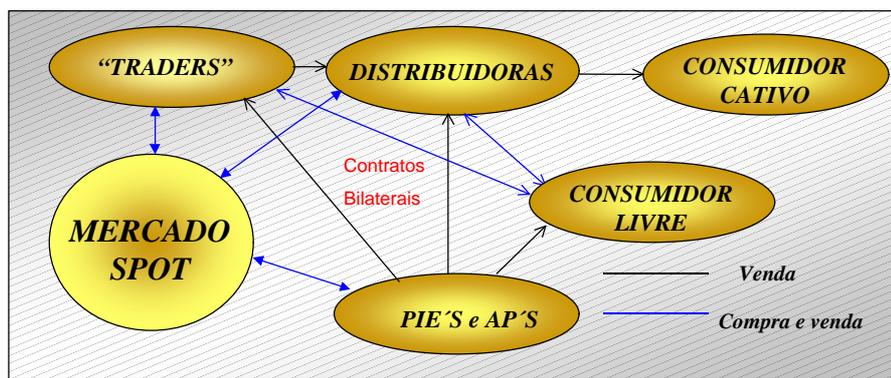
(Deputado Arnaldo Jardim)

3. Setor Sucroalcooleiro: Aspectos Legais e a Correlação com os Novos Agentes do Setor Elétrico

Ao se analisar o setor sucroalcooleiro, sob o ponto de vista técnico e institucional, observa-se que este setor possui uma característica única entre os demais segmentos industriais: a autosuficiência energética. Esta característica acabou contribuindo na alavancagem da inserção do processo de cogeração no sistema elétrico, estimulada pela criação de dois novos agentes (Portarias do DNAEE n^o 246 de 26/12/1988 e n^{os} 94 e 95 de 13/06/1989), que passaram a atuar no contexto estrutural do setor elétrico e cujas definições são apresentadas a seguir: (GALVÃO *et alii*, 2000)

- Produtor Independente de Energia (PIE) - pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio com concessão ou autorização para a geração de energia elétrica destinada ao comércio total ou parcial de sua capacidade de produção. Este agente objetiva a geração e venda da energia elétrica produzida, voltado ao fornecimento direto para os grandes consumidores industriais e concessionárias dispostas a adquirir energia elétrica.
- Autoprodutor (AP) - toda pessoa física ou jurídica detentora de autorização ou concessão federal para gerar energia elétrica, para seu próprio consumo. Tem-se verificado atualmente uma presença maior deste agente em função de hidrelétricas e termelétricas próprias, em atividades industriais que demandem uma grande quantidade de energia elétrica, como os segmentos eletro-intensivos. Isto também pode ser verificado com a inserção da cogeração, aliada às novas tecnologias por meio de turbinas mais eficientes e sistemas integrados a ciclo combinado, onde a autoprodução, apresenta um potencial significativo na geração de energia elétrica e de energia elétrica excedente.

A Figura 3 a seguir, mostra de forma simplificada, como passou a ser a interação desses agentes frente a atual estrutura do setor elétrico brasileiro.



Fonte: (RAMOS, 2002)

FIGURA 3 - Estrutura Atual do Setor Elétrico

Neste arranjo, os agentes geradores, distribuidores, importadores e exportadores podem ser também comercializadores, pois as concessões, permissões ou autorizações para a geração, distribuição, importação e exportação englobam a correspondente comercialização de energia elétrica. (PELLEGRINI *et alii*, 2001)

3.1. Cogeração e a Regulamentação

Ao se considerar a cogeração como parte integrante do sistema de uma usina, parte-se do pressuposto de que o tipo de combustível utilizado, ou seja o bagaço de cana, não apresente tendências para um aumento de preço. Contudo, o mesmo raciocínio não se aplica para a tarifa de energia elétrica, cujos custos marginais de expansão projetam valores crescentes a curto e médio prazos.

O incremento de energia elétrica cogorada pelas usinas sucroalcooleiras, pode ocorrer em curto espaço de tempo e com investimentos específicos relativamente baixos (FIESP/CIESP, 2001).

De acordo com a quantidade de bagaço gerado, o sistema pode ser otimizado para gerar cerca de 4.000MW, sendo 1.000MW para autoprodução, e um excedente que pode ser comercializado da ordem de 3.000MW. (ELETROBRÁS, 1999).

Com base nestes fatos o Ministério das Minas e Energia – MME foi motivado, dentro do novo contexto de Mercado do Setor Elétrico, a instituir o *Programa de Cogeração* para viabilizar o maior aproveitamento do bagaço de cana, de forma a

aumentar a eficiência na geração de energia elétrica/elétrica excedente a ser comercializada pelas usinas.

Esse Programa previa uma modelagem para cada projeto, atrelada à disposição do usineiro em investir, associado a outros investidores ou participando junto a uma empresa especialmente estabelecida, na implantação deste tipo de unidade. As facilidades de financiamento específico para este caso, também influiriam na opção da modelagem proposta.

Até meados de 1999, o preço pago pelas concessionárias à energia cogorada foi um entrave ao desenvolvimento do setor. Contudo, em Julho daquele ano, a ANEEL definiu mecanismos de proteção ao consumidor de forma a garantir a modicidade tarifária, estimulando a expansão da oferta e a compra de energia excedente. Ainda em 1999, o MME emitiu o documento “Diretrizes de Política Energética para Estímulo à Cogeração”.

Neste documento, a Diretriz de nº 1 versa sobre a Regulamentação da Atividade de Cogeração, onde os aspectos mais relevantes encontram-se destacados a seguir:

- a) Reavaliação dos mecanismos de definição do valor da Demanda Suplementar de Reserva (substituído por *Reserva de Capacidade* na Resolução ANEEL nº 371 de 29/12/1999) - A reavaliação foi feita de modo a adequar os mecanismos ao novo contexto do Mercado competitivo de energia. Os valores para a reserva de capacidade deverão ser definidos considerando a confiabilidade da central de geração e, além disso, deverão limitar-se a menores potências, estimulando a Geração Distribuída na qual se insere a cogeração. Os valores para a energia consumida durante as interrupções de geração deverão ser baseados no preço mensal de curto prazo.

Vale ressaltar, contudo, que a Diretriz nº 1 está contemplada na Resolução ANEEL nº 371 de 29/12/1999, elaborada após processo de Audiência Pública – AP 006/1999, que regulamenta a contratação e a comercialização de Reserva de Capacidade⁽¹³⁾ por Autoprodutor – AP, ou Produtor Independente de Energia - PIE, para atender total ou parcialmente a sua unidade cogoradora. Além disso:

- Promove a racionalidade energética, elevando a confiabilidade dos sistemas de distribuição, reduzindo os investimentos e o custo destes sistemas;
 - Estabelece que as transações de compra e venda de energia do sistema interligado sejam realizadas no âmbito do Mercado de energia, podendo também serem realizados contratos bilaterais de compra de energia negociados livremente.
- b) Estabelecimento de condições de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, incluindo suas relações contratuais - A contratação deverá também levar em conta as vantagens da Geração Distribuída, proporcionada pelas unidades de menor porte, instaladas junto às indústrias, centros comerciais, hotéis, aeroportos, hospitais e outras concentrações de consumo de eletricidade e energia térmica, que permitem o atendimento dessas importantes parcelas do mercado sem a necessidade de elevados investimentos adicionais em transmissão e distribuição, liberando a energia já disponível para os outros usuários no âmbito da fixação de uma nova sistemática tarifária, conforme disposto na Resolução ANEEL 286/1999;
- c) Definição de valores normativos que limitam o repasse dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte das concessionárias, para as tarifas de fornecimento – Deveriam ser definidos os valores normativos – VN's, específicos para as alternativas de geração de energia renovável, como forma de incentivar o uso de sistemas de geração que utilizassem resíduos ou em sistemas de cogeração implantados no setor de serviços, conforme será abordado no item 3.3.

Com relação ao uso dos sistemas de distribuição e de transmissão, os valores referentes às tarifas de uso dos sistemas de distribuição apresentadas na Resolução 286/1999, foram revistos através de Resoluções específicas emitidas a partir de Dezembro de 2001 e direcionadas individualmente para cada empresa de distribuição. Assim por exemplo, as tarifas estabelecidas para a ELEKTRO e para a

⁽¹³⁾ Reserva de Capacidade: montante de potência em MW requerido dos sistemas de distribuição e transmissão quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica das usinas dos AP e PIE.

ELETROPAULO foram revogadas através das Resoluções ANEEL n^{os} 678 e 679 de 27/12/2001, respectivamente.

É interessante notar que a Resolução ANEEL n^o 208 de 07/06/2001, alterou alguns dos Artigos da Resolução n^o 281 de 01/10/1999, no que se refere às regras de acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, de modo a tornar sua redação mais objetiva e, dessa forma, permitir uma maior eficiência na aplicação das mesmas. De um modo geral, essas Resoluções procuram orientar o agente cogedor no acesso à rede de transmissão e de distribuição. (PELLEGRINI *et alii*, 2002)

Nessa mesma linha, o disposto no Artigo 4^o da Resolução ANEEL n^o 170 de 04/05/2001, estabelece que os interessados em comercializar temporariamente a energia elétrica excedente de centrais cogedoras, Autoprodutores e centrais geradoras de emergência, deverão firmar o Contrato de Uso e o Contrato de Conexão, referente aos sistemas de distribuição e transmissão. Essa Resolução trata, portanto, das condições especiais para esse tipo de contratação.

3.1.1. Análise dos Principais Diplomas Legais

A análise a seguir, refere-se aos principais diplomas legais voltados principalmente à cogeração.

Vale ressaltar que, tanto o texto, quanto os comentários relativos à regulamentação abordada neste Capítulo, foram atualizados até Junho/2002.

- Portaria DNAEE n^o 246 de 22/12/1988 - regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de AP pelas concessionárias em contratos de longo prazo. O Artigo 1^o dessa Portaria foi alterado através das Portarias DNAEE n^o 94 de 13/06/1989 e n^o 220 de 24/01/1991. Dessa forma, no texto atual desse Artigo, a aquisição de energia elétrica excedente de AP é autorizada nos sistemas de geração que não utilizem derivados de petróleo como combustível, com exceção dos cogedores. Quanto aos contratos de suprimento, estes são assegurados pelo prazo mínimo de 10 (dez) anos.

As alterações nessa Portaria não foram de ordem legal, mas de modo a simplificar a redação anterior, quando a redundância no texto dificultava seu pronto entendimento.

Em outras palavras, basta o empreendimento ser competitivo e ambientalmente viável, que o AP passa a ser contemplado pela legislação no que se refere à comercialização da energia excedente.

- Lei nº 9.648 de 27/05/1998 - revisada pelo Projeto de Lei nº 2.905/2000 do MME, no que se refere aos aspectos da comercialização de energia excedente por PIE e AP.

Esforços têm sido feitos no sentido de se incluir no texto dessa Lei os mesmos benefícios das Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, no que diz respeito à isenção dos encargos de transporte de energia e redução de limites dos consumidores livres, assim como os benefícios auferidos às Centrais Termelétricas a gás do Programa Prioritários de Termelétricidade, instituído através do Decreto do Poder Executivo nº 3.371 de 24/02/2000 e, da Portaria do MME nº 43 de 25/02/2000, no que se refere à garantia de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Os citados estímulos foram finalmente contemplados através da Lei 10.438/2002, conforme será detalhado a seguir.

- Portaria nº 227 de 02/07/1999 do MME - formula as políticas e diretrizes destinadas à promoção do melhor aproveitamento dos recursos energéticos do País, enfocando a utilização dos processos de cogeração em vários setores industriais, principalmente o sucroalcooleiro, que como os demais, permite uma elevação dos níveis de eficiência energética, do nível de competitividade, além de contribuir para a auto-sustentação das atividades desse setor.

Após 10 dias da publicação desta Portaria, foi realizada pela Eletrobrás uma chamada pública para identificar o montante de excedentes de energia elétrica provenientes de unidades cogedoras, foram identificadas cerca de 45 usinas com capacidade para o fornecimento imediato total de excedentes de cerca de 80MW.

- Resolução nº 21 de 20/01/2000 - estabelece os requisitos necessários à obtenção de qualificação junto à ANEEL, de centrais cogedoras de energia, para fins de participação das políticas de incentivos à cogeração, considerando a importância para os agentes diretamente envolvidos: PIE e AP. Para tanto, as centrais cogedoras, para fins de enquadramento neste Instrumento, deverão satisfazer aos seguintes requisitos:

- a) Estarem regularizadas perante a ANEEL;
 - b) Atenderem aos requisitos mínimos de racionalidade energética.
- Portaria nº 212 de 25/07/2000 do MME – estabelece que as termelétricas de cogeração a gás natural sejam incluídas no *Programa Prioritário de Termelétricas*, garantindo tratamento semelhante ao das termelétricas com mesmo tipo de combustível.

Para tanto, uma das limitações para o ingresso do cogador era a quota de gás, ou seja, 3 milhões de metros cúbicos por dia (m^3/d), sendo 2 milhões de m^3/d para as Regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e 1 milhão de m^3/d para a Região Nordeste. Em 15/10/2001 a Resolução nº 56 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, atendendo às ingerências feitas pelos cogadores, alterou essa quota para 4,4 milhões de m^3/d , para os todos os sistemas de cogeração, independente de sua localidade.

- Portaria nº 314 de 24/08/2000 do MME - revogou a Portaria MME nº 212 de 25/07/2000 por considerar importante a participação da cogeração no setor produtivo nacional. Desta forma, alterou, em seu Art. 2º, de 30 para 60 dias o prazo para a apresentação do programa de implantação do empreendimento à Secretaria de Energia – SEN.
- Lei nº 10.438 de 26/04/2002 - elaborada a partir da Medida Provisória nº 14 de 21/12/2001, além de outras providências, cria o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica* - PROINFA, alterando a redação das Leis nº 9.427, de 26/12/1996; nº 9.648, de 27/05/1998; nº 3.890-A, de 25/04/1961; nº 5.655, de 20/05/1971; nº 5.899, de 5/07/1973 e nº 9.991, de 24/07/2000 (EFEI, 2002).

Dentre outras providências, a Lei 10.438/2002 objetiva basicamente:

Art.3º - aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, de pequenas centrais hidrelétricas – PCH's e de biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional, mediante alguns dos procedimentos abaixo transcritos:

- Na primeira etapa do programa, para instalações de 3.300MW de capacidade e com início de funcionamento previsto para até 30/12/2006, os contratos serão celebrados pela Eletrobrás, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 anos, a partir da data de entrada em operação definida no contrato;
- Na segunda parte do programa, atingida a meta de 3.300MW, o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no país, objetivo a ser alcançado em até 20 anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa.

Além disso, outro ponto importante para o AP de fonte alternativa, é que este passa a fazer jus a um crédito complementar a ser mensalmente satisfeito com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte (valor este a ser definido pelo Poder Executivo, mas tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final), e o valor recebido da Eletrobrás;

Art. 26º, §1º – percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), estipulado pela ANEEL, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição pelos empreendimentos eólicos e de biomassa, assim como, os de cogeração qualificados pela ANEEL;

Art. 24º - dá nova redação ao Art. 2º da Lei nº 9.991 de 24/07/2000, onde exclui a obrigatoriedade das empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, de biomassa, PCH's e de cogeração qualificada, em aplicar, anualmente, no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D.

De certa forma, a Lei 10.438/2002 vem ao encontro de algumas das reivindicações feitas pelos cogedores quanto à obtenção dos mesmos incentivos concedidos às usinas térmicas a biomassa e às PCH's.

Ainda nessa linha, o Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO, encaminhou em 19 de Setembro de 2001 à Câmara de Gestão da Crise Energética, proposta para a criação do *Programa Emergencial de Energia de Biomassa no*

Brasil, através da Resolução Bio.Com, que dentre outras providências, visa viabilizar a implementação de 2.000MW a partir dos resíduos da cana de açúcar, do beneficiamento do arroz e de outros tipos de biomassa, até Dezembro/2003. Essa proposta prevê também, a garantia de compra do excedente gerado pelas usinas de cogeração, por um prazo mínimo de 15 anos, e a adoção de um valor mínimo para a comercialização dessa energia. A Resolução Bio.Com segue os mesmos moldes da Resolução Pró-Eólica assinada no ano de 2001 pela Câmara de Gestão da Crise Energética – GCE.

3.2. O Ambiente da Comercialização

O processo de reestruturação do setor elétrico introduziu diferentes formas de comercialização permitindo ao cogedor ampliar o espectro dos possíveis compradores da energia excedente gerada em sua unidade. Dessa forma, os potenciais agentes compradores podem ser elencados da seguinte forma:

- Concessionário de serviço público de eletricidade;
- Consumidores livres de energia elétrica;
- Comercializadores de energia elétrica.

A possibilidade de aumento nos lucros, de diversificação dos produtos comercializados e de incentivos do governo, estão fazendo com que os projetos de cogeração usando o bagaço de cana estejam cada vez mais na pauta dos usineiros e dos agentes comercializadores (“brokers” ou “retailers”).

3.2.1. A Comercialização da Energia Excedente

A geração e venda de excedentes de eletricidade pelas usinas/destilarias deverá se refletir de maneira positiva em toda a cadeia produtiva do setor sucroalcooleiro, seja pela redução nos custos de produção do açúcar e do álcool, seja pela diversificação do setor, oferecendo-lhe maiores condições de estabilidade econômica. (FIESP/CIESP, 2001)

Um plano de cogeração precisa estar associado a um plano estratégico para o setor que defina o tamanho do canavial e dos mercados para seus produtos.

Aumentar a área cultivada com cana-de-açúcar pode implicar em um aumento do consumo de corretivos e fertilizantes, defensivos agrícolas, tratores, colheitadeiras, implementos agrícolas, caminhões. Em contrapartida, as indústrias fabricantes destes produtos poderiam ser beneficiadas, ao gerar empregos de melhor qualificação e conseqüentemente maior remuneração. A arrecadação de impostos também poderia ser aumentada. Pólos industriais como os de Piracicaba, Sertãozinho e Araçatuba, já sentem os reflexos da procura de equipamentos destinados ao processamento da cana, assim como de sistemas voltados à cogeração de energia a partir do bagaço de cana de açúcar. Há fabricantes de caldeiras, turbinas, geradores, entre outros equipamentos, com produtos em carteira para entrega até 2003.

O custo da energia elétrica gerada nas usinas e destilarias, compreendem a amortização dos investimentos, a remuneração do capital e a cobertura dos custos operacionais propiciando valores muito competitivos para a auto-suficiência e para a entrada da unidade em um novo negócio que é a comercialização de energia elétrica excedente.

Para se ter uma visão da capacidade geradora do setor sucroalcooleiro paulista e sua contribuição para o Parque Gerador Elétrico Nacional, em levantamento realizado no ano de 2001 em 140 usinas cogedoras, foi registrada uma geração de cerca de 850MW, dos quais 110MW foram comercializados como excedente, segundo informações obtidas através do Projeto BIO.COM, elaborado pelo CENBIO, o que mostra claramente a importância dos incentivos regulatórios na comercialização desse produto.(PELLEGRINI *et alii*, 2002)

3.2.1.1. As Opções de Venda

Fisicamente, a interligação da usina geradora se faz com a concessionária de distribuição mais próxima. Quanto a venda de energia, esta pode ser feita com a concessionária ou com terceiros. Assim, uma das decisões iniciais mais importantes é sobre a forma de se comercializar a energia de modo a dar à usina as garantias

operacionais e econômicas necessárias para conduzir o negócio. A legislação atual prevê algumas possibilidades, que podem ser combinadas.

➤ **Venda à Concessionária** - O preço de venda da energia da usina à concessionária é ajustado a partir de uma negociação. A concessionária, no entanto, só pode repassar aos seus custos (que influenciam as tarifas que podem ser cobradas de seus consumidores) um valor máximo, denominado Valor Normativo – VN que é, na prática, um fator limitador de preço. Na venda à uma concessionária não se aplica o ICMS uma vez que este tributo só é cobrado do consumidor final embutido no preço da tarifa.

➤ **Venda para o Consumidor Livre** - Atuando como Produtor Independente de Energia – PIE, a venda de energia pode ser feita para um “consumidor livre”. O conceito deste consumidor vem se ampliando desde 1996 e a tendência é que a maioria das cargas possam assumir esta característica a longo prazo.

O preço de compra/venda da energia é ajustado livremente entre as partes, devendo, no entanto, ser pago o uso dos sistemas de transmissão e distribuição ao ONS e à Concessionária de Distribuição, respectivamente.

Na prática, o preço será balizado pela tarifa de distribuição da concessionária e pelos custos de transmissão e de distribuição evitados. Nesta modalidade de venda de energia elétrica se aplica o ICMS.

É importante, contudo, observar que a energia gerada por Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's, tem uma redução de 50% na tarifa de transporte. Recomendava-se que este tipo de incentivo fosse estendido às outras energias renováveis, em particular à biomassa, pelo seu elevado potencial dentro da Matriz Energética (COELHO, 1999), o que passou a ser contemplado através da Lei 10.438/2002, conforme detalhamento apresentado no item 3.1.1.

➤ **Venda para o Agente Comercializador** - A usina pode vender a energia para terceiros através de um comercializador. Embora deva ter um custo adicional, esta modalidade pode ser atraente, pois pode reduzir custos e encargos comerciais, evitar burocracias e resolver problemas relativos à questão do *back-up*. A questão do *back-up* é bastante interessante sob o ponto de vista técnico,

pois no caso do setor sucroalcooleiro, a necessidade de suprir a demanda da usina através da energia elétrica da rede ocorre, não por ineficiência da unidade, mas por questões de queda ou interrupção na colheita da cana em função de alterações climáticas (Projeto BIO.COM, 2001) que, em consequência acaba interferindo na geração energética da usina.

- **Venda Casada de Vapor e Energia Elétrica** - A legislação prevê uma modalidade especial de venda conjunta de vapor e energia elétrica pelo PIE, que também é cogedor. Assim, a Portaria ANEEL nº 021/2000 inclui, na definição de cogedoras, as unidades geradoras a partir de biomassa, inclusive as que condensam o vapor na entre-safra para gerar o ano inteiro. Este arranjo permite algumas flexibilidades para a usina de cana, se esta for uma unidade juridicamente independente da usina sucroalcooleira.

A legislação permite também, montar um pólo vapor-intensivo (ou frio-intensivo) na sua proximidade combinando a venda de vapor/água gelada e energia elétrica.

- **Venda no Mercado de Curto Prazo ou Mercado *Spot*** - As empresas podem comercializar energia no Mercado *Spot*, no qual os preços praticados refletem o balanço oferta/procura do sistema.

No Brasil, a oferta é bastante sensível ao regime de águas, o que pode representar uma vantagem competitiva para as usinas que operam em regiões onde a safra coincide com o período seco, visto que nesse período os preços no Mercado de curto prazo tendem a se elevar substancialmente.

Uma fórmula que vem sendo recomendada é a de que as empresas reservem cerca de 15% da energia que venha a produzir para vender neste mercado. Essa proposta impõe estudos específicos para ser referendada, visto que carece totalmente de fundamentação teórica. Com efeito, toma-se por base o nível mínimo de contratação bilateral de longo prazo exigido pela ANEEL aos Agentes Distribuidores/Comercializadores, que representa 85% do mercado de consumidores finais.

- **Acordos Operacionais** - Uma usina pode fazer acordos operacionais de “socorro mútuo” com outros geradores para evitar que tenha que recorrer ao mercado de

curto prazo *Spot* no caso de interrupções de fornecimento programadas ou aleatórias. Esta pode ser uma forma “não monetária” de atender os compromissos de venda, de melhorar a qualidade da energia e de aumentar o valor de venda, sem risco de ser obrigado a recorrer ao Mercado *Spot* para honrar compromissos.

Esta alternativa pode ser concretizada pela efetivação e registro no MAE, dos contratos bilaterais de curto prazo entre os parceiros desta operação. No Mercado financeiro, uma operação deste tipo seria denominada de *Swap*.

- **Consórcio com Gás Natural/Outros Combustíveis** - Levando-se em conta que os gasodutos atravessam uma parte importante das regiões sucroalcooleiras (Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro e Nordeste), soluções flexíveis através de consórcios para a utilização do gás natural, por exemplo, poderiam ser adotadas quando não houvesse bagaço suficiente para atender a demanda da usina. Assim como, a adoção de outras biomassas combustíveis, sobretudo no período de entre-safra, como os resíduos de outros tipos de cultura, resíduos florestais, dentre outros.

Observação: Uma vez que contratos com cláusulas *take-or-pay* para aquisição de gás natural não são muito viáveis, neste caso, o agente cogedor, eventual consumidor, teria que se sujeitar à compra de gás sem garantia de suprimento, expondo-se à volatilidade da oferta ininterrupta do gás natural.

No caso da utilização de outro tipo de biomassa, a tendência à adoção da mecanização nas usinas pode reduzir o plantio da cana em áreas com topografia menos adequada. Nesses casos, usinas com uma vocação energética podem, por exemplo, promover um programa interno de plantio de eucaliptos ou *pinus* para posterior utilização nas caldeiras.

3.3. Valor Normativo

O Valor Normativo ou VN, é um valor que foi criado para servir de balizador para os preços de energia a serem praticados nas transações bilaterais entre os agentes do Mercado livre (cujo início está previsto para 01 de Janeiro de 2003), visando principalmente proteger os consumidores cativos, ou seja, aqueles consumidores que

não podem escolher o fornecedor de energia quando das eventuais variações nos preços de Mercado.

Apesar da disponibilidade de se firmar contratos com o preço livremente acordado entre as distribuidoras e os produtores de energia elétrica, existem critérios que limitam o repasse, por parte da distribuidora, do preço de aquisição da energia elétrica às tarifas de fornecimento praticadas junto a esses consumidores cativos.

A fórmula usada para o cálculo do custo referente à compra de energia elétrica a ser considerado nos reajustes previstos nos Contratos de Concessão, foi atualizada no Art. 2º da Resolução nº 248 de 06/05/2002, após revisão feita no Artigo de mesmo número da Resolução 22/2001:

$$CE = (MCI * PCI) + TCI + \left(\sum MCEi * PCEi\right) + \left(\sum MCRi * PCRi\right) + (MCP * VNC) + TCE$$

onde:

CE: custo das compras de energia elétrica (R\$)

MCI: volume das compras de energia por contratos iniciais (MWh)

PCI: tarifa das compras de energia referente aos contratos iniciais (R\$/MWh)

TCI: valor dos encargos de usos dos sistemas de transmissão e distribuição (R\$)

MCEi: volume da compra de energia relativo às contratações bilaterais “i” (MWh)

PCEi: preço de repasse da compra de energia relativo ao contrato bilateral “i” (R\$/MWh)

MCRi: volume da compra de energia junto à concessionária relativo ao contrato bilateral “i” (MWh)

PCRi: tarifa de compra de energia referente ao contrato bilateral “i” (R\$/MWh)

MCP: volume de compra de curto prazo de energia elétrica (MWh)

VNC: valor normativo (R\$/MWh)

TCE: dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos dos contratos iniciais (R\$)

Observação: Referência mais detalhada à respeito da simbologia utilizada no cálculo do VN, pode ser encontrada em *Lista de Símbolos, Siglas e Abreviaturas*, no início deste trabalho.

Antes da Resolução 248/2002 entrar em vigor, o valor do VN era calculado com base em 8 (oito) fontes energéticas: competitiva, carvão nacional, PCH's, hidrelétricas, biomassa, eólica, solar e termelétricas de pequeno e grande portes. Assim, por exemplo, com base em Julho/2001, a Tabela 5 apresenta alguns dos valores do VN até então praticados:

TABELA 5 – Valor Normativo (base Julho/2001)

Fonte	R\$/MWh
Térmicas a gás natural > 350 MW	91,06
Térmicas a gás natural ≤ 350 MW	106,40
Biomassa	94,33

A razão para o estabelecimento de diversos valores para o VN, maiores que o da fonte competitiva, era o de criar um mecanismo de estímulo para a entrada de novos agentes na geração.

Com a aprovação da Resolução 248/2002, o VN passou a ser único, representativo de fonte competitiva, ou seja, de 72,35 R\$/MWh, extinguindo, dessa forma, os VN's por fonte geradora.

Essa medida tem causado certa polêmica no setor elétrico que analisa o VN único como um desestímulo ao crescimento da geração a partir de fontes alternativas de energia, embora a adoção de um VN padrão possa ser compensada por incentivos às fontes alternativas previstos no *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica* – Proinfa. Mesmo assim, análise feita pela Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abrage, considera que o

retorno através de incentivos não seja tão garantido quanto aquele feito através do Valor Normativo. (CANALENERGIA, 2002)

3.4. As Linhas de Crédito para o Cogedor

Outro assunto que tem merecido destaque entre os cogedores é a criação de linhas de crédito ou mecanismos de financiamento que dêem suporte ao Produtor Independente de Energia - PIE, procurando dessa forma, incentivá-lo a investir na otimização e eficiência de sua unidade.

Organismos internacionais como o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, o *United States Export & Import Bank* – Eximbank, a *Overseas Private Investment Corporation* – OPIC, entre outros, possuem linhas de crédito específicas para projetos de geração de energia elétrica usando biomassa e que são denominados Fundos de Energia Renováveis, adeptos à política de geração a partir de fontes não poluidoras.

Quanto às linhas de financiamento nacionais, o BNDES criou o “Programa de Apoio à Cogeração de Energia Elétrica a partir de Resíduos de Cana de Açúcar”, visando incentivar projetos de cogeração do setor sucroalcooleiro.

Através deste Programa o BNDES financia a implantação de projetos de cogeração que utilizem resíduos de cana e que vendam a energia elétrica excedente às concessionárias de distribuição ou de comercialização de energia elétrica (BNDES, 2002). Os clientes que podem usufruir desta linha de crédito são as usinas de açúcar e álcool localizadas em qualquer região do país. A taxa de juros praticada por esta linha de crédito, é calculada com base na seguinte fórmula:

$$\text{Taxa de Juros} = \text{Custo Financeiro} + \text{Spread Básico} + \text{Spread de Risco ou do Agente}$$

Onde:

TJLP - Custo Financeiro: Taxa de Juros de Longo Prazo

Spread Básico: 1% a.a.

Spread de Risco: no caso de operação direta com o BNDES, definido em função de cada projeto, variando de 0,5% a 2,5% a.a.

Spread do Agente: nas operações de até R\$ 7 milhões, no âmbito do *BNDES Automático*, negociado entre a instituição financeira credenciada e o cliente:

- Nas operações acima de R\$ 7 milhões, de até 2,5% a.a.;
- Quando for utilizado o Fundo de Garantia para a Promoção da Competitividade – FGPC (Fundo de Aval) para garantir as operações, este *Spread* estará limitado a 4% a.a.

Os percentuais máximos de participação do BNDES no investimento total foram elevados em várias das linhas de crédito disponíveis. Nos casos de projetos de pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas, cogeração, conservação de energia, fontes alternativas e transmissão, a participação passou a ser de até 80% do investimento financiável. (ENERGIABRASIL, 2002)

As condições adotadas para a Operação “Programa para Apoio Financeiro a Investimentos em Energia” foram estendidas aos financiamentos de empreendimentos de cogeração a partir de outros resíduos de biomassa. Na composição do custo financeiro dessas operações, pelo menos 10% são calculados com base no índice de Cesta de Moedas, exceto no caso das linhas de apoio às PCH’s, via agentes financeiros; cogeração sucroalcooleira; e cogeração de resíduos de biomassa. Nestes casos o custo financeiro é exclusivamente a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJPL.

Os prazos de amortização referentes a maioria das linhas de crédito do “Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários em Energia”, passam a ser de até 12 anos. Vale ressaltar que até então, na maioria das linhas de crédito, o prazo de amortização era fixado de acordo com a maturação do projeto. (GCE, 2002)

Até Dezembro de 2001 o Programa do BNDES havia aprovado 4 projetos de cogeração sucroalcooleira e 7 projetos estavam ainda em análise, somando um total de 375MW de potência instalada, sendo 266MW de energia elétrica excedente. (CENBIO, 2001).

A solicitação deste tipo de financiamento para a cogeração se refere não apenas à implantação de projetos de cogeração, mas também à ampliação das instalações, em decorrência do aumento da capacidade de moagem de cana. Este aspecto é de vital importância para a eficiência do sistema, pois afeta diretamente a quantidade de bagaço processado e com isso o aumento de energia elétrica/energia elétrica excedente.

Deve-se observar que, apesar do grau de maturidade demonstrado pelos empresários e usineiros, o que ainda dificulta a emancipação desta implantação é a insegurança quanto às indefinições políticas e econômicas pelas quais o país vem passando. Uma pequena parcela destes empresários, mantém ainda a posição de aguardar propostas de parcerias para desenvolver seus empreendimentos, a solução das dificuldades no processo ou o surgimento de nova tecnologia, que por conseguinte, podem dificultar o atendimento de suas metas de geração.

3.5. A Legislação voltada aos Problemas Ambientais

Outro aspecto relevante que merece ser mencionado por estar sendo foco de inúmeras discussões, são os aspectos relacionados aos impactos ambientais causados, pelas queimadas que antecedem a colheita da cana de açúcar e, pela emissão dos gases de combustão como o dióxido de carbono – CO₂, gás que contribui para o chamado efeito estufa.

Propostas têm sido feitas para agregar melhorias na legislação existente, e desta forma, contribuir para minimizar as possíveis agressões ao meio ambiente. Assim, são apresentados a seguir, alguns tópicos relevantes dentro da atual legislação e que servem de subsídios ao setor sucroalcooleiro.

3.5.1. Emissão de Poluentes

Dentro da legislação brasileira, os padrões de controle de poluição atmosférica são definidos através de padrões de emissão de poluentes (OLIVEIRA *et alii*, 1999). A primeira legislação que regulamentava o número de partículas em suspensão de CO e de dióxido de enxofre - SO₂ nos gases emitidos, foi criada em 1976. Em 1990 entrou em vigor a Resolução CONAMA nº 003, que ampliou o número de poluentes a

serem controlados e estabeleceu os padrões denominados de primários e secundários de qualidade do ar, conforme apresentado na Tabela 6 a seguir.

Ao se comparar os valores estabelecidos pela legislação brasileira e a legislação internacional, os padrões para a emissão de NO_x são mais limitados do que aqueles encontrados na primeira, conforme demonstrado na Tabela 7 na seqüência.

TABELA 6 – Padrões de Qualidade do Ar

Poluentes	Tempo de amostragem	Padrão primário (mg/m³)	Padrão secundário (mg/m³)
Partículas totais em suspensão	24 horas ^(*) MGA ^(**)	240 - 80	150 - 60
SO ₂	24 horas ^(*) MAA ^(***)	365 - 80	100 - 40
CO	1 hora ^(*) 8 horas ^(*)	40.000 - 10.000	40.000 - 10.000
Ozônio (O ₃)	1 hora ^(*)	160	160
Fumaça	24 horas ^(*) MAA ^(***)	150 - 60	100 - 40
Partículas inaláveis	24 horas ^(*) MAA ^(***)	150 - 50	150 - 50
NO _x	1 hora ^(*) MAA ^(***)	320 - 100	190 - 100

Fonte: (OLIVEIRA *et alii*, 1999)

Obs.: (*) Não deve ser excedido mais de uma vez ao ano.

(**) Média geométrica anual

(***) Média Aritmética anual

TABELA 7 – Emissões de NO_x conforme Legislação Internacional

País	Padrões de Emissão de NO_x (pela Legislação)	Padrões de emissão como NO₂ (g/10⁶ Kcal)
Japão	150ppm (4% O ₂)	302
Estados Unidos	130ng/j	544
Suécia	0.05-0.10g/Mj	209-419
França	450mg/Nm ³ (3% O ₂)	459

Fonte: (OLIVEIRA *et alii*, 1999)

3.5.2. Emissões de Gases de Efeito Estufa

No caso da cogeração com biomassa, o balanço nas emissões de CO₂ pode ser considerado como sendo praticamente nulo ou seja, quando o CO₂ obtido da combustão sob certas condições for igual ao CO₂ extraído da atmosfera durante o processo de fotossíntese. Nesse sentido, a cogeração com bagaço não apresentaria o problema das emissões de CO₂.

Quando o ciclo completo da biomassa é considerado, incluindo o seu consumo direto e indireto, é que se verifica a emissão de CO₂, mas mesmo neste caso ela é extremamente menor do que as emissões das termelétricas que utilizam combustíveis fósseis, conforme compilação feita na Tabela 8 a seguir.

Ao se analisar as informações constantes nessa Tabela, observa-se a significativa importância em relação às atuais discussões apresentadas no Protocolo de *Kyoto* sobre a redução nas emissões dos gases responsáveis pelo efeito estufa.

TABELA 8 – Comparação entre as Emissões de CO₂ através da Biomassa e de Combustíveis Fósseis

Referências	Combustível	Emissões – kg CO₂/kWh
Coelho, 1998	Gás Natural	0.38 (somente na queima do combustível)
Zylbersztajn/Coelho, 1998	Cana de açúcar	0.057 – 0.11
Coelho, 1998	Óleo Combustível	0.87 (somente na queima do combustível)

Fonte: (OLIVEIRA *et alii*, 1999; COELHO, 1999)

Tendo em vista essas preocupações, pode-se considerar, com ressalvas, que a geração de energia a partir do bagaço pode ter um papel importante para a diminuição deste tipo de emissões.

3.5.3. Legislação referente às Queimadas

A questão das emissões de poluentes provocadas pelas queimadas dos canaviais, técnica utilizada em grande parte durante a colheita da cana apesar da considerável

perda de parte da “biomassa energética”, também se constituiu num tema bastante polêmico.

Vale ressaltar, contudo, que a Lei nº 7.803/1989 e a Resolução CONAMA nº 04/1985, dispõem sobre a proibição da queima da cana em uma faixa de 1 km do perímetro urbano. Mais recentemente, a Lei nº 10.547 de 03/05/2000, define os procedimentos e estabelece regras de execução e medidas de precaução quando do emprego do fogo em práticas agrícolas, pastoris e florestais, principalmente, no que se refere ao método despalhador do corte da cana. (ALSP, 2002)

3.5.4. Medidas legislativas voltadas ao Meio Ambiente e à Cogeração

Em Dezembro de 2001, a Assembléia Legislativa de São Paulo aprovou 3 (três) Emendas que têm como objetivo beneficiar o setor sucroalcooleiro e os cogedores, e que foram apresentadas pelo Deputado Arnaldo Jardim (PPS/SP)⁽¹⁴⁾, ao Projeto de Lei nº 622/2001 (transformada na Lei nº 11.010 de 29/12/2001), que remaneja os recursos da Secretaria dos Transportes para a Secretaria de Energia (Assembléia Legislativa de São Paulo). Assim sendo:

- **Emenda nº 3901** - assegura recursos para a pesquisa do uso, em processo de cogeração, do bagaço da cana verde, ou seja, da cana cortada durante a colheita sem a prévia utilização das queimadas;

Observação: Mais recentemente, e com relação à Emenda nº 3901, o secretário de Meio Ambiente José Goldemberg, encaminhou à Assembléia Legislativa de São Paulo, um Projeto de Lei, acordado entre as secretarias do Meio Ambiente e de Agricultura, para regulamentar as queimadas na colheita da cana de modo a criar um meio termo entre o ideal para o meio ambiente, que é não haver queimada, e para os agricultores sob o ponto de vista social.(ESTADÃO, 2002)

- **Emenda nº 3902** - assegura o destino de verbas para a pesquisa referente aos teores na produção de oxigênio – O₂, e no consumo do CO₂ e do CO, durante a fase vegetativa da cana de açúcar. O balanço positivo, ou seja, a capacidade da cana de açúcar em seqüestrar carbono da atmosfera (principal agente

⁽¹⁴⁾ O Deputado Arnaldo Jardim é o coordenador da Frente Parlamentar pela Energia Limpa e Renovável da Assembléia Legislativa de São Paulo.

causador do efeito estufa), poderá tornar-se uma *Commodity* para a sua venda se constituindo em um Mercado de Carbono, e dessa forma, atender a implementação do chamado Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, proposto pelo Protocolo de *Kyoto*, como amplamente discutido nos fóruns mundiais sobre mudanças climáticas;

- **Emenda nº 8091** - assegura a reversão de recursos para o desenvolvimento do uso do álcool hidratado misturado à gasolina, como combustível para veículos leves. Com isso, pretende-se reduzir as oscilações de preços do álcool combustível em relação à gasolina, visando uma maior participação do Brasil frente ao desenvolvimento do mercado internacional.

Informações complementares sobre os impactos ambientais causados através da colheita da cana de açúcar e, pela utilização do bagaço em processos térmicos, podem ser encontrados em: VIEIRA, 1997; COELHO, 1999; MACEDO, 1999; HOLANDA, 2000; ARRIETA *et alii*, 2000; FIESP/CIESP, 2001.

3.6. Reflexões no Contexto da (Re)-Regulamentação

Apesar da recente instituição do Plano de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, principalmente no que diz respeito à reestruturação do Mercado de energia elétrica, fica clara a necessidade de se introduzir imediatamente, normas explícitas dentro do novo contexto da regulamentação que atenda, estimule e garanta ao cogedor a comercialização de sua energia excedente. A necessidade de se discutir melhorias à atual legislação, como, por exemplo, a padronização de protocolos de comunicação, ou seja, a criação de uma linguagem única de negociação, como parte importante da questão da conexão à rede do cogedor também é outro ponto de vital importância.

Na prática, os instrumentos de regulação são redigidos considerando-se unicamente a geração centralizada. Assim, por exemplo, assume-se implicitamente, que as “prerrogativas” e limites do Programa Prioritário de Termelétricidade - PPT são relacionados à disponibilidade e ao preço do gás, esquecendo que a Portaria MME nº 551/2000 abre precedentes à participação dos agentes cogedores do setor sucroalcooleiro.

Outro ponto dentro do aspecto legal que deve ser analisado, é a Resolução ANEEL n° 281/2000 que considera o contrato do “Power Purchase Agreement” ou “Contrato de Compra e Venda” – PPA, como condição básica para que o gerador de origem térmica permaneça no PPT. Esta Resolução ignora que uma das vantagens para muitos cogeneradores é exatamente o fato de já possuírem um PPA automático.

A transparência nas regras, portanto, é imprescindível não só para facilitar sua compreensão, como viabilizar sua aplicação.

Finalizando, que as novas mudanças no Setor Elétrico, principalmente aquelas voltadas à comercialização de energia no Mercado Atacadista de Energia - MAE, continuem a contemplar o cogenerador garantindo sua participação nesse ambiente competitivo e negocial. (PELLEGRINI *et alii*, 2002)

4. Alternativas Tecnológicas para o Processo da Cogeração

Embora a cogeração, sob o ponto de vista termodinâmico, não seja o foco principal deste trabalho, a abordagem apresentada a seguir tem como finalidade descrever, de forma sucinta, tanto o conceito dos ciclos termodinâmicos, quanto aquele relacionado à esse processo.

A caracterização das chamadas unidades de potência, de um modo geral, tem como base a conceituação dos ciclos termodinâmicos que as compõem. Assim: (CESPEDES, 1995)

- Rankine – Turbina a vapor. O gerador de energia mecânica é uma turbina a vapor, associado a um gerador de vapor convencional;
- Brayton – Turbina a gás. O gerador de energia mecânica é uma turbina a gás, associada ou não a caldeiras de recuperação;
- Otto ou Diesel – que emprega motor de combustão interna como gerador de energia mecânica

Quando em uma unidade de potência ocorre a geração simultânea de energia elétrica e térmica/mecânica a partir de um único combustível, utilizando dois dos ciclos termodinâmicos em série, o processo referente à esse tipo de conversão recebe o nome de cogeração. Nesse tipo de processo, os gases quentes provenientes da combustão podem ser utilizados para a produção de vapor, em caldeiras de recuperação de calor, acopladas às descargas das turbinas ou motores. O vapor assim produzido, pode ser empregado diretamente em processos de aquecimento, ou em sistemas de refrigeração quando injetado em unidades de absorção para a produção de água gelada ou amônia à baixa temperatura. (PETRO&QUÍMICA, 2000)

Nos sistemas térmicos convencionais em ciclo aberto⁽¹⁵⁾ não mais que 1/3 da energia mecânica pode ser convertida em energia elétrica. Isto, devido ao baixo rendimento térmico, o que acarreta uma maior liberação de gases quentes para a atmosfera (PETRO&QUÍMICA, 2000). Já com a utilização da cogeração, esses gases quentes são aproveitados para a produção de vapor que, por sua vez, pode acionar um

gerador – ciclo combinado⁽¹⁶⁾ – ou ser aproveitado pela própria unidade para acionamento de compressores, ventiladores, bombas, etc., reduzindo dessa forma, a emissão de gases para a atmosfera.

Ao se utilizar, portanto, o ciclo combinado, a queima do combustível em uma ou mais turbinas a gás (Bryton), gera energia elétrica de maneira semelhante às turbinas de ciclo simples. Os gases resultantes dessa combustão, deixam a turbina a gás, passam por uma caldeira de recuperação para gerar vapor, que por sua vez, aciona a turbina a vapor (Rankine). Como o vapor é obtido sem a queima de combustível, a potência acrescentada pela turbina a vapor não tem um correspondente consumo de combustível, o que faz do ciclo combinado o meio prático mais eficiente para se gerar energia elétrica através de uma fonte térmica. (VIEIRA, 1997)

Embora essas unidades apresentem uma alta eficiência na utilização do combustível, para justificar o alto investimento envolvido nas instalações de ciclo combinado, sua construção tende a ser de grande porte, e voltada à geração de base⁽¹⁷⁾. Contudo, é bastante comum um programa de construção que instale turbinas a gás de ciclo simples em uma primeira etapa, para geração de ponta⁽¹⁸⁾, e posteriormente, acompanhando um aumento da demanda, proceda à instalação da caldeira de recuperação, turbina a vapor e demais componentes do ciclo Rankine, transformando o regime de geração para a base.

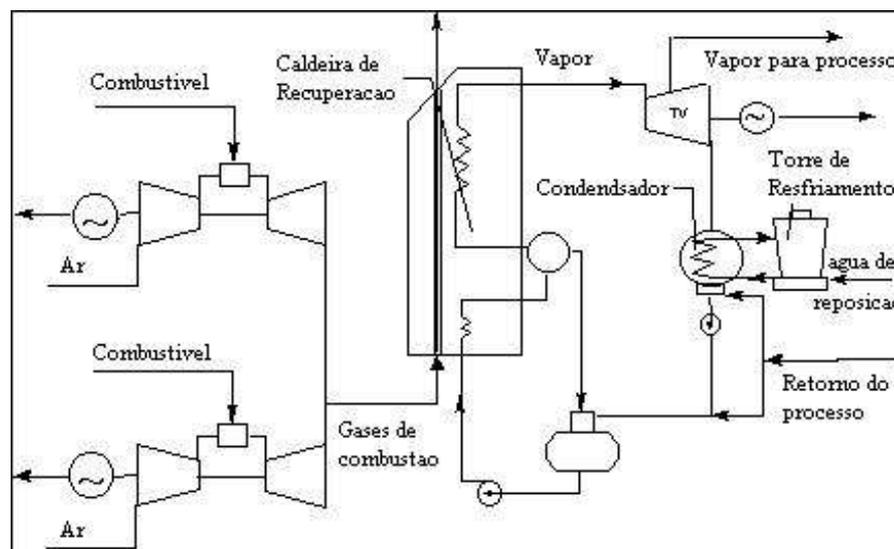
Este modo de implantação tem a vantagem financeira de reduzir o tempo entre a realização das despesas de construção e início de operação e, da geração de receita, em cada fase.

⁽¹⁵⁾ Ciclo aberto: utilização de um único ciclo termodinâmico.

⁽¹⁶⁾ Ciclo Combinado: a associação de dois ciclos termodinâmicos em séries térmicas, ou seja, a utilização conjunta de turbinas a gás (ciclo Bryton) ou motores de combustão interna com turbinas a vapor (ciclo Rankine) para a produção de energia mecânica. Dessa forma, o rejeito de um dos ciclos, passa a ser o insumo energético do outro.

⁽¹⁷⁾ Usinas de base: quando operam 100% do tempo com potência "flat", ou seja, constante.

⁽¹⁸⁾ Usina de ponta: quando trabalham em períodos do dia onde há maior solicitação de energia.



Fonte: VIEIRA,1997

FIGURA 4 - Esquema Básico de um Processo em Ciclo Combinado

Em configurações de geração em ciclo combinado (Brayton/Rankine), conforme esquematizado na Figura 4, são possíveis várias combinações de turbinas a gás e a vapor, caldeira de recuperação com ou sem queima adicional, gerador elétrico acoplado ou não sobre o mesmo eixo, etc., que também terão sua influência no custo de investimento inicial da usina. (VIEIRA, 1997)

A geração termelétrica em ciclo combinado é uma tecnologia estabelecida, com dezenas de fornecedores em todo o mundo oferecendo sistemas com vários anos de experiência e com alto grau de padronização.

Muitas unidades industriais utilizam os ciclos termodinâmicos variando apenas na capacidade instalada, complexidade e tecnologia utilizada. Os combustíveis também variam de acordo com a disponibilidade, preço ou fatores políticos de certas localidades num dado momento. Estes ciclos, portanto, apresentam características próprias e adaptam-se melhor às diferentes necessidades de suprimento de energia, de acordo com cada processo industrial.

Diferentes sistemas de cogeração fornecem energia elétrica e térmica em diferentes quantidades e proporções. A razão entre essas quantidades, em termos das potências geradas pelo sistema, se constitui num dos parâmetros mais importantes na distinção

desses ciclos de geração e na definição daquele mais adequado para atender à uma determinada unidade geradora.

A otimização do sistema cogrador pode também vir a ser comprometida pela escolha do combustível. A ocorrência de eventuais desequilíbrios entre os requisitos de potência mecânica e térmica poderá acarretar perdas indesejáveis.

Estas perdas podem ser explicadas da seguinte forma: se o vapor remetido para o processo, após passagem por uma turbina de contrapressão, de uso bastante difundido, for insuficiente, é comum liberar diretamente a quantidade desejada por um “*by-pass*”⁽¹⁹⁾, sem, evidentemente, aproveitar a potência mecânica obtida com esse fluxo de vapor pela turbina.

Inversamente, se o requisito de potência mecânica/eletricidade é elevado em relação à potência térmica, poderá ocorrer excesso de vapor, eventualmente liberado para a atmosfera. A situação ideal, em termos de busca de eficiência na utilização de energia dos combustíveis, é procurar minimizar essas perdas. Na interligação com as concessionárias de distribuição de energia elétrica essa otimização fica facilitada.

Assim, em situações em que o processo demandar, relativamente, mais potência mecânica do que térmica, é desejável recorrer às compras de energia elétrica da concessionária, reduzindo-se ou evitando-se as perdas de vapor para a atmosfera. Inversamente, quando a demanda de potência térmica for maior em relação à potência mecânica, torna-se possível aumentar a geração de potência mecânica na turbina, comercializá-la na forma de eletricidade com a concessionária e, simultaneamente, atender às necessidades térmicas do processo. Com isso, torna-se possível usufruir da principal vantagem da cogeração, ou seja, a otimização global do uso de combustíveis, assim como, a garantia na geração de energia elétrica e energia elétrica excedente. (VIEIRA *et alii*, 1999)

As fábricas de papel e celulose, as instalações químicas e petroquímicas, de alimentos e bebidas, são alguns dos exemplos de indústrias em que, acima de certo porte, a cogeração é um processo usual.

⁽¹⁹⁾ Válvula de dupla passagem

Nas usinas de açúcar e álcool, a cogeração é uma prática tradicional, impulsionada principalmente pelos grandes montantes de bagaço de cana, que geram expressiva quantidade de energia termelétrica e que pode ser tanto aproveitada na própria usina, quanto ser comercializada como energia excedente para a concessionária ou outro polo industrial.

Dessa forma, centrais de cogeração próximas, ou mesmo fazendo parte de indústrias cujas atividades gerem como excedentes, materiais que apresentam características combustíveis, apresentam grandes possibilidades de utilização, devido, principalmente, à oportunidade de se aproveitar o próprio rejeito da indústria como fonte primária de energia, permitindo, dessa forma, um aumento na eficiência do ciclo global de energia do sistema.

O aproveitamento de todo o potencial representado pelo sistema de cogeração depende de uma estreita cooperação entre o uso do calor de processo e as necessidades locais de utilização de energia elétrica. Assim, para cada aplicação desses sistemas recomenda-se um estudo que identifique os pontos ótimos de operação, de modo a evitar condições em que ocorra desperdício de energia. (PELLEGRINI *et alii*, 2001)

4.1. Descrição das Tecnologias Aplicadas à Biomassa

Neste tópico, é apresentado de forma sumária, a descrição de três tecnologias utilizadas para a queima do bagaço de cana, e que compõem o Banco de Dados do Modelo SAEGE, cujas premissas, incorporadas a cada uma delas, são apresentadas no item 6.2.1. Quanto aos aspectos que envolvem a baixa eficiência da maioria das unidades pertencentes ao setor sucroalcooleiro, será feita uma abordagem a respeito no Capítulo 5.

a) Usina Térmica Convencional

Uma usina convencional com base em bagaço segue o ciclo RANKINE, onde o vapor superaquecido gerado na caldeira move o turbo gerador, é condensado cedendo calor à água de resfriamento e retornando à caldeira. Os gases resultantes da

queima do bagaço pré-aquecem o ar de combustão e seguem para os sistemas de remoção de particulados, antes de serem emitidos pela chaminé.

O sistema de manuseio de combustível recebe, armazena e prepara o combustível a ser queimado. Na tecnologia considerada, o bagaço é recebido *in natura* e armazenado em pilhas, para posterior manuseio através de tratores e carregadeiras. O bagaço pode ser lançado na fornalha na forma em que é recebido na usina, projetado por meio de espalhadores sobre a grelha, ou, se for o caso, soprado junto com o ar primário.

O ciclo térmico para esta tecnologia pode apresentar diversas configurações, com múltiplos estágios de pré-aquecimento da água de alimentação da caldeira, diversos níveis de reaquecimento intermediário do vapor entre estágios da turbina e diversos modelos de turbina. De acordo com as características de cada projeto, busca-se um compromisso entre os custos de capital e de combustível. Usinas que operam em pico possuem poucos pré-aquecedores de água de alimentação e não utilizam reaquecimento de vapor entre os estágios da turbina, reduzindo-se, assim, os custos de investimento, e perdendo-se, por outro lado, a eficiência o que acarreta elevação do consumo de combustível.

Os gases de combustão seguem da caldeira para o sistema de despoeiramento onde são coletados os particulados, cujo teor de incombusto determinará a necessidade ou não de se prover um sistema de reinjeção deste material na caldeira, o que resulta em incremento da eficiência do processo de queima. Os sistemas de despoeiramento mais indicados são os multiciclones, associados a filtros de manga ou precipitadores eletrostáticos.

Dependendo da disponibilidade de água no local da instalação, o resfriamento do condensador pode utilizar um corpo de água natural, torres úmidas, ou resfriamento a ar. Nesta ordem, os sistemas são cada vez mais caros e menos eficientes, mas exigem menor quantidade de água.

Se o sistema de geração de energia elétrica operar em regime anual, será mais conveniente, tendo em vista a produção de energia fora do período de processamento da safra de cana, a utilização de bagaço estocado em combinação com outros

combustíveis: madeira picada, resíduos agrícolas ou industriais, carvão mineral e óleo combustível.

b) Usinas Térmicas com Combustão em Leito Fluidizado

O bagaço de cana tem nesta alternativa tecnológica um certo fator de atratividade, por permitir, sem muita dificuldade, a utilização de outros combustíveis residuais junto com o bagaço, ganhando certa importância diante das questões relativas à sazonalidade. (SAEGET, 1995)

Vale ressaltar, que apesar de interessante, este tipo de tecnologia apresenta uma grande dificuldade operacional centrada na confiabilidade do sistema de manuseio do combustível e da sua alimentação na caldeira. Este fato se deve em grande parte às características físicas do bagaço que, em função do entrelaçamento das fibras, favorece a formação de aglomerados ou grumos (conglomerado de partículas) provocando instabilidade e/ou inconstância no fluxo de alimentação do combustível.

Uma vez alimentado à caldeira, o bagaço queima disperso no leito de partículas (areia) que é mantido em contínuo movimento pelo insuflamento de ar primário através de um distribuidor situado no fundo da fornalha.

O projeto da caldeira assemelha-se ao de uma unidade para queima em suspensão, onde a diferença mais marcante é a introdução de um ciclone de alta temperatura entre o primeiro e segundo passos da caldeira, que tem por finalidade coletar o material particulado mais grosseiro arrastado da fornalha pelos gases de combustão, e que retorna à fornalha caracterizando a recirculação de sólidos.

O prazo para implantação de unidades desta tecnologia e porte, no mercado internacional, situam-se na faixa dos 24 a 30 meses, em contratos do tipo *Turn-Key*.

c) Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado – BIG STIG

A utilização deste tipo de tecnologia para biomassas vegetais tem ganho crescente destaque no cenário energético mundial, como um modelo a ser desenvolvido em função dos fatores sócio-ambientais que a cercam.

Existem alguns processos de gaseificação em estágio avançado de desenvolvimento, assim como, unidades de demonstração nas quais programas de adequação de

componentes já foram desenvolvidos, restando ainda a definição de uma solução adequada para a limpeza do gás produzido, tendo em vista a sua utilização em turbinas à gás. (SAEGET, 1995)

Nesta tecnologia, o bagaço de cana após ser convenientemente preparado, alimenta o gaseificador, onde é queimado através de uma reação com ar e oxigênio ou ar enriquecido. O gás resultante da combustão parcial é composto principalmente por CO e H₂, se o reagente for oxigênio, ou N₂, CO e H₂, se for o ar.

Três reações, portanto, resumem o conjunto complexo de reações que ocorrem em um gaseificador:



A água presente na terceira reação é suprida pela umidade do bagaço de cana, porém, se este estiver muito seco, será necessária a injeção de vapor no vaso do reator. O vapor poderá ser suprido a partir de superfícies de aquecimento situadas no próprio reator ou a partir da caldeira de recuperação instalada para aproveitar o calor dos gases de exaustão da turbina a gás.

A geração de energia elétrica se dá através da queima do gás em uma turbina acoplada a um alternador, que opera segundo o ciclo BRAYTON. Os gases de exaustão são conduzidos a uma caldeira de recuperação, onde é gerado o vapor que irá expandir em uma turbina que opera segundo o ciclo RANKINE (convencional), e que por sua vez, é acoplada a outro gerador, produzindo energia elétrica adicional.

Após a caldeira, os gases são conduzidos através do equipamento de coleta de material particulado e da chaminé sendo lançados na atmosfera. Dependendo da concentração de carbono no particulado coletado, pode ser conveniente a sua reinjeção na fornalha, aumentando desta forma a eficiência global da unidade geradora.

O rendimento global deste tipo de arranjo alcança entre 45 e 50%, sendo que para concepções mais avançadas de turbinas, poderá alcançar valores na faixa entre 50 e 60%.

Informações complementares a respeito do processo de cogeração, descrição detalhada das tecnologias, eficiência e os estudos voltados à termoeconomia, podem ser encontrados em: CESPEDES, 1995; VIEIRA, 1997; COELHO, 1999; NEGRI *et alii*, 1999; ARRIETA *et alii*, 2000; Projeto BIO.COM, 2001.

5. Análise Locacional das Centrais de Cogeração no Estado de São Paulo: Modelo SAEGET

Conforme abordado nos Capítulos anteriores, o setor sucroalcooleiro pode oferecer uma significativa contribuição ao sistema elétrico regional ou mesmo nacional, através da inserção da energia cogorada da queima do bagaço de cana.

Esta premissa pode se tornar uma atraente opção para os estudos do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico e para os Programas de Incentivo à Cogeração, por incrementar parte do suprimento de energia durante a safra, que se estende de Maio a Novembro e coincide com o período seco da região Sudeste, onde se localizam as usinas do Estado de São Paulo. Com isso, poderá favorecer o aumento da capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, de modo a minimizar, ou até evitar, eventuais problemas no suprimento de energia ao mercado consumidor, para o período seguinte.

Mesmo enfocando o processo de cogeração no setor sucroalcooleiro sob um ponto de vista otimista, ressalvas devem ser feitas à baixa eficiência da maioria das unidades, assim como, da carência de incentivos ao cogedor.

Sem dúvida, um dos problemas que atinge as centrais de cogeração e que as torna pouco competitivas quando comparadas com outras opções de geração é a baixa eficiência que é, por sua vez, atribuída ao fato de que os custos unitários (\$/kW instalado), são muito influenciados pelo efeito de escala. Uma central termelétrica a biomassa tem pequena capacidade devido ao alto custo de transporte e da tendência a um alto investimento. Para que o custo de capital seja menor, a instalação é simplificada, reduzindo sua eficiência. (COELHO, 1999).

De um modo geral, a redução da eficiência das centrais térmicas a vapor alimentadas por biomassa, é resultante das baixas pressões e temperaturas com que o vapor é gerado, o que contribui para a redução dos custos; para a redução da eficiência das turbinas a vapor; para a não utilização de reaquecimento nem da regeneração do vapor, bem como para os baixos rendimentos das caldeiras.

Para se ter uma idéia dos montantes envolvidos, tomou-se como exemplo uma estimativa realizada pela Eletrobrás em 1999, e apresentada na Tabela 9 a seguir, onde os possíveis potenciais a serem disponibilizados em um prazo de 2 (dois) anos, com os respectivos investimentos, são distribuídos da seguinte forma:

TABELA 9 – Estimativa dos Investimentos para Geração Elétrica Excedente

Investimento^(*)	Geração Excedente (MW)	Tempo Mínimo de Implantação
Baixo	400	1 ano
Médio	1.800	2 anos
Alto	2.900	2 anos

Fonte: ELETROBRÁS, 1999

(*) **Baixo:** custos de investimento na faixa de 350 a 400 R\$/KW e utilização de 70% do bagaço para geração elétrica durante a safra.

Médio: custos de investimento na faixa de 800 a 1000 R\$/KW e utilização de 70% do bagaço para geração elétrica durante a safra.

Alto: custos de investimento acima de 1000 R\$/kW e utilização de 80% do bagaço para geração elétrica durante a safra.

Os valores referentes ao potencial excedente para as classes de médio e alto investimentos, incluem a de baixo investimento. Assim, 2.900MW durante o período de safra é a maior estimativa viável do potencial possível de ser agregado à rede elétrica em até 2 anos, sem considerar a utilização de turbinas de condensação. A hipótese de investimento médio, gerando 1.800MW adicionais ao sistema, ao final de 2 anos, contempla a implantação apenas parcial (em cerca de 50%) das mudanças recomendadas para a classe de alto investimento.

Vale ressaltar, que os totais apresentados foram baseados em hipóteses conservadoras e com base na situação do setor na safra de 1999 para o Estado de São Paulo e, do total de cana moída no Brasil para o mesmo período. (ELETROBRÁS, 1999)

No Brasil, a maior parte das empresas do setor sucroalcooleiro utiliza ainda tecnologias ineficientes para cogeração de energia, apesar da disponibilidade comercial de equipamentos mais eficientes. A maior parte das caldeiras existentes opera a baixa pressão (22 bar, 300°C), como se pode observar no Estado de São Paulo, onde poucas são as empresas que operam com caldeiras entre 40 a 60 bar. Quando há necessidade de troca dos equipamentos, que seria uma maneira de elevar a eficiência do processo, não é feita a mudança para caldeiras de pressão mais elevadas, por conservadorismo, desconhecimento ou mesmo falta de interesse em gerar excedentes de eletricidade. (COELHO, 1999)

A melhoria da eficiência operacional, portanto, poderia ser conseguida através da composição de técnicas de armazenamento de bagaço, ou da queima integrada com palhas e pontas, embora ainda em pequena quantidade por estar relacionada ao método tradicional de colheita da cana (conforme abordado no Capítulo 2). Também com o uso de caldeiras de alta pressão para biomassa, existentes no país, bem como de turbinas de extração/contrapressão para estas pressões, ou turbinas de extração/condensação, o que permitiria a geração de uma quantidade significativa de excedentes de eletricidade, inclusive durante todo o ano.

O setor sucroalcooleiro em sua maioria, opera equipamentos para a pressão de 22 bar, com baixo rendimento, principalmente, nas turbinas de simples estágio que acionam as moendas. Ao se recomendar a simples troca destas turbinas por turbinas de múltiplo estágio, também comercialmente disponíveis no país, pretende-se contribuir com a economia de vapor do processo, que por sua vez, aumentaria a quantidade de energia elétrica e/ou energia elétrica excedente gerada.

Uma vez que os equipamentos em questão têm vida útil de até 25 anos, e que o momento se mostra propício a concretizar a necessidade de troca, a não incorporação das tecnologias mais eficientes pelas usinas irá comprometer a geração de energia no setor, provavelmente, por um período semelhante. (Projeto BIO.COM, 2001)

Apesar dessas considerações, e dos impasses referentes à adoção de políticas ou programas para a implantação da cogeração no aumento da oferta de energia elétrica, faz-se necessário verificar tanto a viabilidade quanto o impacto causado pela inserção de mais um tipo de geração na expansão do sistema elétrico, quer no nível regional,

quer no nacional. Para tanto, uma das ferramentas utilizadas é o Modelo SAEGET que auxilia na identificação das melhores opções para a implantação de termelétricas no Estado de São Paulo.

5.1. O Modelo SAEGET - Sistema de Análise para a Expansão da Geração Termelétrica para o Estado de São Paulo

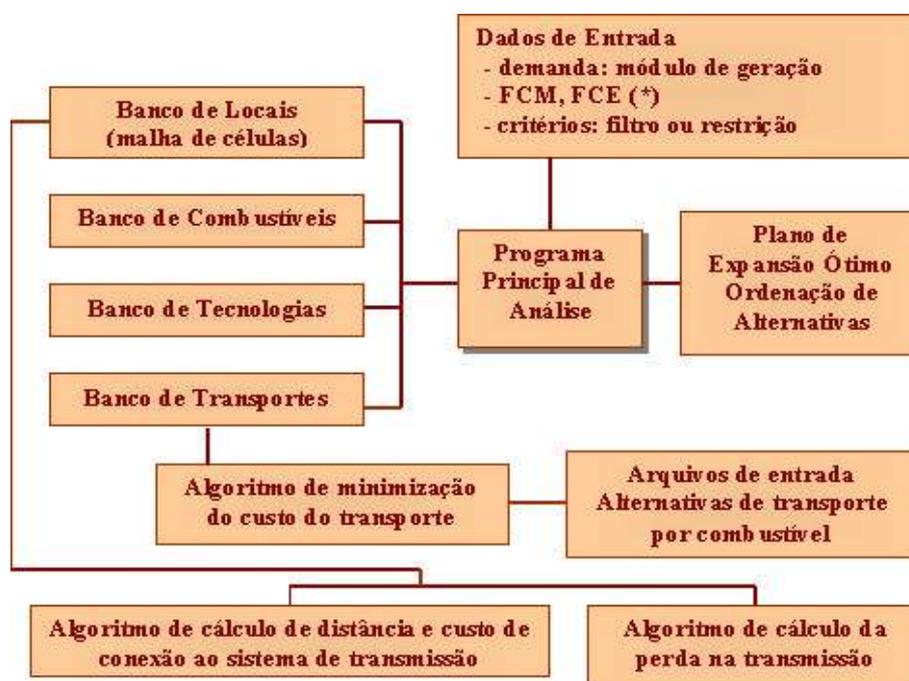
O SAEGET é uma ferramenta computacional que foi desenvolvida em 1995 pela Companhia Energética de São Paulo - CESP e pela PROMON Engenharia para, através de uma metodologia de cálculo baseada em otimização Multi-Objetivos, possibilitar a identificação e a definição de potenciais e prioridades de geração termelétrica para o Estado de São Paulo. Originalmente este Modelo foi baseado no Modelo de Localização Integrada de Térmicas com Objetivos Múltiplos - LITOM, que identifica e seleciona alternativas de geração térmica, considerando aspectos quantitativos e qualitativos. O detalhamento da referida metodologia de cálculo, é apresentado no Anexo 1.

Estruturalmente, o Modelo SAEGET é um método de análise construído a partir de técnicas para Otimização com Múltiplos Objetivos, conforme apresentado no Anexo 1 e, por um Algoritmo central de Otimização, ou *Algoritmo de Dijkstra*, apresentado no Anexo 2. Este Modelo é alimentado por Bancos de Dados, onde estão armazenadas as informações pertinentes aos Locais de Implantação (Células), Combustíveis, Tecnologias e pelo Custo de Transporte do Combustível.

O SAEGET, em sua rotina de cálculo (Anexo 3), possibilita a elaboração de um inventário termelétrico que é dividido em:

- Custos de investimento;
- Custos de operação;
- Benefícios de transmissão;
- Custos de transporte de combustível;
- Impactos ambientais (emissão de SO_x, NO_x e particulados);
- Disponibilidade de água.

Os dados de entrada deste Modelo, estão distribuídos em 4 bancos, conforme apresentado na Figura 5 a seguir, e que serão detalhados no item 5.1.1.



Fonte: SAEGET, 1995

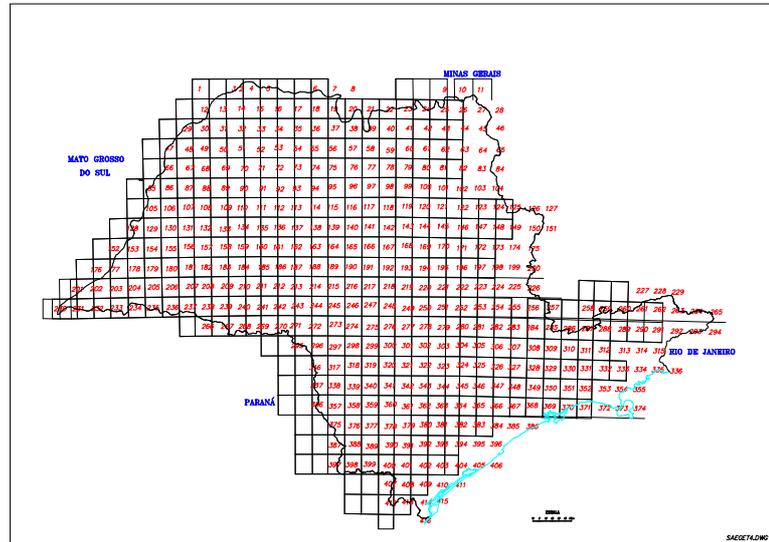
(*) Fator de Capacidade Máximo e Fator de Capacidade Econômico

FIGURA 5 – Estrutura do Modelo SAEGET

De um modo geral, estes bancos de dados englobam os seguintes tipos de informações:

- Banco de Locais ou Célula: informações relacionadas às características de cada região do Estado de São Paulo, como benefícios de transmissão, altitude, disponibilidade de água, etc.;
- Banco de Combustíveis: informações sobre as características de cada tipo de combustível, como poder calorífico, custo, etc.;
- Banco de Tecnologias: informações sobre as características de cada tecnologia ou tipo gerador, como custo de investimento, rendimento, fator de capacidade, módulo, etc.;
- Banco de Transporte: informações sobre o custo de transporte de cada combustível para cada célula.

O mapa do Estado de São Paulo, foco do estudo, é dividido em 416 Células que medem 25 x 33 km (item 5.1.1), conforme Figura 6 a seguir, e os dados constantes nestas Células podem ser subdivididos em dois grupos:



Fonte: SAEGET, 1995

FIGURA 6 – Mapa Básico de Referência

➤ Dados Ativos:

Sede/Município;

Disponibilidade de água;

Sistema de transmissão - tensão, distância, perdas;

Tipo de área de proteção;

Condições meteorológicas;

Altitude;

Nível de poluição;

Limite de instalação.

➤ Dados Passivos (consultas):

Uso e ocupação do solo;

Infra estrutura: viária, usinas, bases;

Geologia;

Sócio-econômicos e Energéticos.

O Modelo SAEGET é, portanto, uma ferramenta que pode ser utilizada no Planejamento da Expansão do Sistema, para o fornecimento de resultados orientativos, além de ampliar as hipóteses e as fronteiras do estudo através de um inventário termelétrico baseado na composição Local-Combustível-Tecnologia, aliado à melhor alternativa técnica, econômica e ambiental.

Vale ressaltar, que o Modelo SAEGET pode interagir, de maneira indireta, com outros modelos do setor elétrico, como o Modelo de Operação Hidrotérmica – MODDHT, e o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados – NEWAVE, de modo a se obter um refinamento na precisão dos resultados. Uma segunda interação, também indireta, pode ser feita com Modelos de transmissão, como por exemplo: para o cálculo do custo marginal por barramento; para o cálculo de perdas no sistema (*ANAREDE*) ou, para o cálculo dos custos de acesso ao sistema de transmissão (*NODAL*). Neste caso, são refinados os valores de benefícios, perdas ou custos de transmissão.

5.1.1. Descrição dos Bancos de Dados, Sub-rotina de Transmissão e Relatórios de Saída

- a) **Banco de dados referente aos Locais de implantação ou Células** – este banco é derivado dos mapas do Estado de São Paulo elaborados pelo IBGE na escala 1:50.000, e dividido em macro regiões através de uma malha com 416 células de 25 x 33 km (conforme ilustrado na Figura 6). Para as regiões com maior potencial de implantação de usinas termelétricas, a subdivisão por célula pode ser feita, por exemplo, na escala 1:10.000 de 5 x 5 km, com o intuito de aprimorar a análise e a localização da usina (SAEGET, 1995). Neste caso, contudo, um novo banco de dados, referente às informações constantes nas Células, deve ser elaborado para atender a essa nova subdivisão.

Estas Células contém dados incorporados a partir de levantamentos feitos no IBGE, CETESB, SEADE, DER, DAEE, entre outros, de modo a criar um banco com todas as características locais e regionais. Esse banco conta, portanto, com 37 tipos de informações que englobam:

- Condições ambientais, sociais, econômicas e políticas;
- Proximidade do mercado a ser atendido;
- Disponibilidade de água;
- Transporte do combustível;
- Condições de tratamento e dissipação dos efluentes;
- Integração ao sistema elétrico de potência;
- Potenciais benefícios: técnicos, econômicos, sociais.

A aplicação das condicionantes para cada tipo de empreendimento a ser estudado, como no caso da cogeração, deverá estar relacionada com as informações constantes no Banco de Células e com aquelas especificadas através do binômio *Combustível/Tecnologia*, cujos bancos serão apresentados a seguir.

b) **Banco de dados referente aos Combustíveis** – este banco contém as seguintes informações:

- Levantamento de dados sobre disponibilidade (produção e consumo) e utilização de combustíveis nacionais e importados, identificando a origem e a projeção temporal dos valores obtidos;
- Levantamento de informações sobre importação de combustíveis (legislação, tipos de contratos, impostos e demais condições comerciais);
- Análise das condições de transbordo, armazenagem e manuseio a serem utilizadas;
- Levantamento das características físico-químicas dos energéticos considerados;
- Caracterização das condições de oferta de combustíveis sob o enfoque do binômio preço (CIF São Paulo) e garantia de suprimento.

As informações processadas são reunidas em um arquivo que centraliza todos os dados, como potenciais, preços CIF, níveis garantidos de oferta, etc., tanto em nível estático quanto dinâmico.

O estudo leva em conta a caracterização dos possíveis cenários de ofertas de combustível, de origem interna e externa, à Célula para geração termelétrica, assim

como, a concorrência nos usos dos energéticos selecionados: carvão mineral, resíduos ultraviscosos, óleo combustível, óleos leves, gás natural, Orimulsion, coque de petróleo, gás de refinaria e biomassa (lenha e bagaço de cana).

c) **Banco de dados referente às Tecnologias** – esse banco possui informações sobre as diversas tecnologias de geração termelétrica classificadas segundo configurações modulares que atendam ao binômio *Combustível/Tecnologia*, onde a variação em uma das características de uma usina, representa outra idêntica. Assim por exemplo, a configuração de uma térmica utilizando carvão em ciclo Rankine, com caldeira convencional de 400MW, sem sistema de tratamento de gases, é diferenciada, através de codificação, de outra térmica idêntica, porém com sistema de tratamento de gases ou utilizando outro tipo de combustível. (FADIGAS, 1998)

Esse banco foi baseado em processos tecnológicos de uso comercial e em desenvolvimento, no campo da geração termelétrica:

- Tecnologia convencional: ciclo térmico de Rankine;
- Turbinas a gás: ciclo térmico Brayton;
- Ciclos combinados;
- Caldeiras convencionais;
- Caldeiras a leito fluidizado;
- Gaseificação integrada a ciclo combinado;
- Motores de combustão interna a óleo combustível;
- Processos de tratamento de efluentes.

Para cada uma destas tecnologias é associada uma descrição básica dos processos envolvidos, seu Estado-da-Arte e uma avaliação dos custos de investimento, operação e manutenção.

Com relação aos meios utilizados para a geração térmica, as informações são sistematizadas conforme a ordenação abaixo:

- Ciclo térmico (Rankine, Brayton, Diesel e combinações);

- Processos e equipamentos complementares e/ou adicionais (gaseificadores, dessulfurizadores, etc.);
- Especificação do(s) combustível(eis) adequado(s);
- Índices técnicos: faixa de aplicação, modularização, parâmetros principais, rendimentos, disponibilidade, fatores de capacidade adequados;
- Índices econômicos: investimentos, custos de O&M, custos parametrizados de consumo de combustível;
- Índices ambientais: quadro das emissões dos processos e sistemas (quantitativa e qualitativa), avaliação preliminar dos impactos das emissões, procedimentos necessários para o atendimento à legislação aplicável, custos dos abatimentos das emissões.

Da mesma forma, para cada equipamento e sistema selecionados, são centralizadas todas as informações e dados pertinentes, buscando-se a ordenação do emprego dos meios de geração. Este banco, em conjunto com o banco de combustíveis, é empregado na análise cruzada do binômio *Combustível/Tecnologia*.

d) **Banco de dados referente a Transporte** – este banco tem por finalidade minimizar o custo de transporte do combustível entre a célula de origem e a célula de destino.

Para tanto, são considerados dois tipos de transporte:

- **Tipo 1** - rodovias, ferrovias e hidrovias;
- **Tipo 2** - gasodutos e oleodutos

O algoritmo de cálculo do mínimo custo (Anexo 2), considera primeiro, as opções relacionadas aos modos de transporte do chamado *Tipo 1*, relacionando, em seguida, aquelas opções referentes aos modos de transporte do *Tipo 2*, quando for o caso.

Associado a cada combustível existe um conjunto de modos de transporte do *Tipo 1* e, para cada modo, um número de dados de entrada. Além disso, no percurso do ponto de entrada às células de destino, podem ser utilizadas células de transbordo com o objetivo de minimizar o custo total do transporte. (FADIGAS, 1998)

Interpretando-se os custos das distâncias, o percurso de mínimo custo corresponde ao caminho mais curto da Célula de origem à Célula de destino. O cálculo do caminho mais curto, expresso em grafos, é obtido utilizando-se o *Algoritmo de Dijkstra*, descrito no Anexo 2.

Além desses Bancos de Dados, outra importante informação incorporada ao Modelo é uma sub-rotina desenvolvida para o sistema de transmissão (FADIGAS, 1998). Nesta sub-rotina é feita a avaliação dos benefícios das perdas evitadas e o custo de transmissão. A perda de energia na linha de transmissão é calculada entre a usina posicionada na célula que está sendo analisada e o centro de carga. Esta perda é subtraída da perda média dada pelo suprimento de energia externa ao Estado de São Paulo. A diferença, é valorizada pelo custo marginal de expansão da geração que, somado ao custo de interconexão à rede, fornece o custo total de transmissão.

e) **Relatórios de Saída** - A ordenação das alternativas que farão parte do estudo são feitas através da composição: Célula-Combustível-Tecnologia. As combinações são controladas, por sua vez, por Filtros, ou seja, através da combinação entre tecnologias térmicas, tipo de combustível e Células, que por sua vez são caracterizadas através dos impactos ambientais, disponibilidade de água, etc.

Os atributos que compõem esses Filtros, são do tipo numérico ou qualitativo e podem ser selecionados pelo usuário através de campos específicos em cada um dos Bancos de Dados.

Após a execução, o programa calcula três atributos especiais:

- Custo unitário de investimento (US\$/MWh);
- Custo unitário de operação (US\$/MWh);
- Custo unitário de transmissão (US\$/MWh);

que, mediante a Ordenação das Alternativas, podem ser visualizados através dos chamados Relatórios de Saída, apresentados em tela ou impressos de uma Planilha Excel. A saída pode também ser visualizada através de uma representação gráfica que utiliza, para tanto, as opções constantes no Menu do Modelo, ou seja, a associação das informações numéricas com uma palheta de cores (conforme ilustrada

no Anexo 6). Assim, o melhor valor associado a cada Célula pode ser prontamente visualizado, conforme mostrado na Figura 7 a seguir.

A formulação matemática correspondente aos três atributos numéricos é apresentada no Anexo 3.

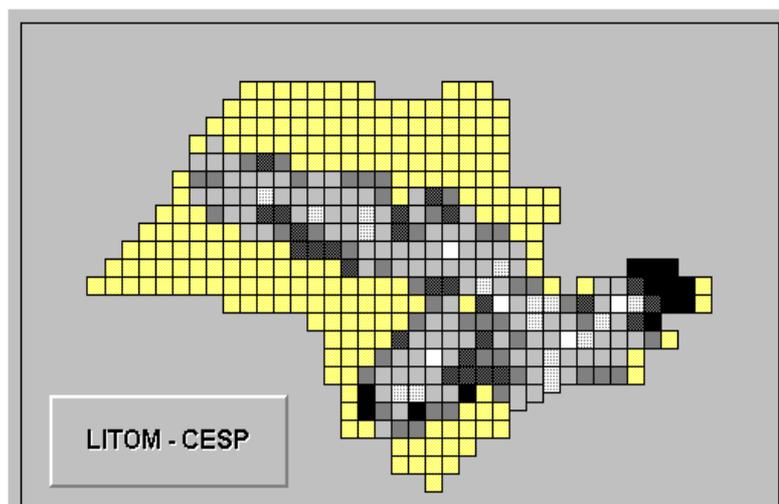


FIGURA 7 – Representação Gráfica do SAEGET

Desta forma, ao se combinar as cores com os resultados obtidos numericamente, é fácil identificar os melhores locais para instalação das unidades geradoras, que no caso da Figura 7 se refere às usinas térmicas a gás natural.

Informações complementares sobre o Modelo SAEGET, apresentação do Menu, Bancos de Dados e Relatórios de Saída em tela, poderão ser encontradas em: SAEGET, 1995 e FADIGAS, 1998.

6. Integração da Cogeração ao Parque Gerador Interligado

6.1. Considerações Gerais

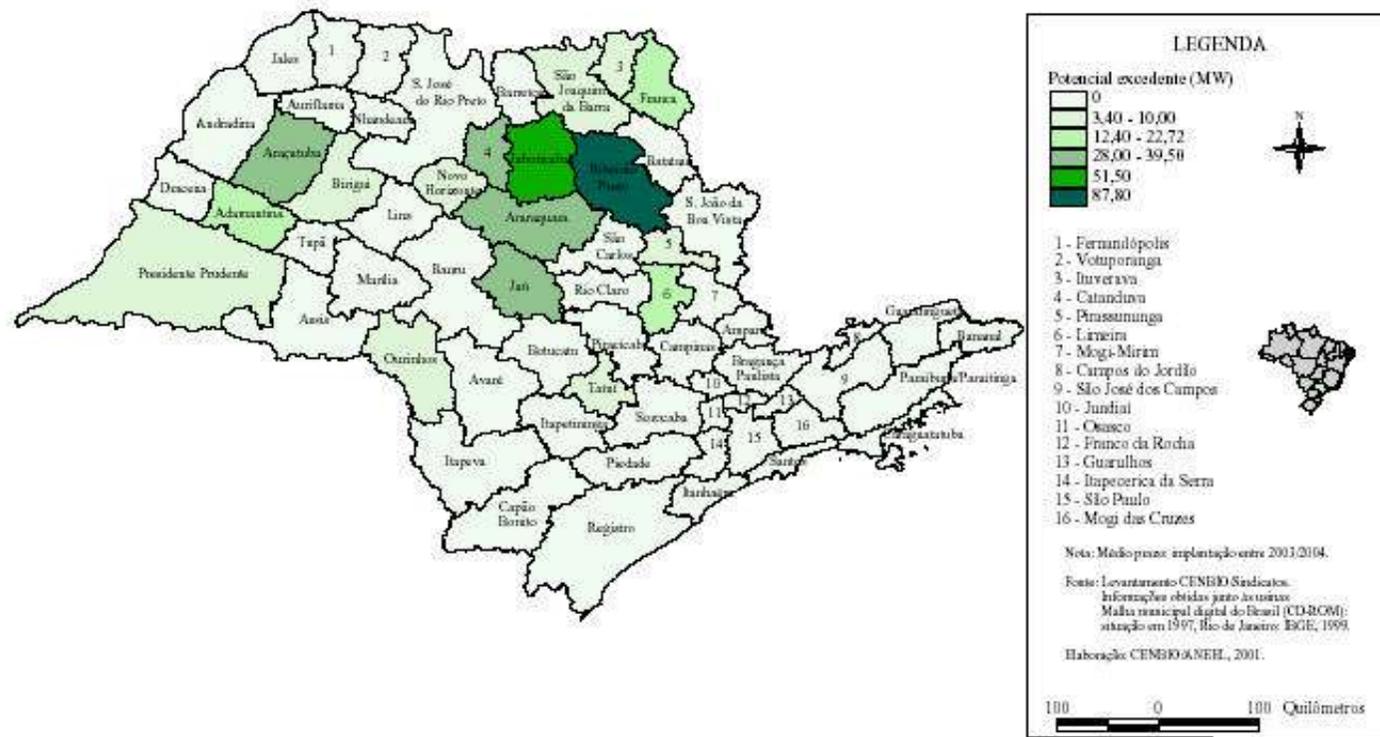
Conforme explicado anteriormente, através da utilização do Modelo SAEGET, é possível analisar o melhor local para a inserção de Centrais térmicas/cogedoras a bagaço de cana em função do mínimo custo de transporte do combustível e dos benefícios de acesso à rede de transmissão. Para tanto, para a elaboração deste estudo, partiu-se de hipóteses baseadas em levantamento bibliográfico, em informações fornecidas pelo Centro Nacional de Referência em Biomassa – CENBIO, através do Projeto BIO.COM, e na experiência adquirida ao longo do tempo e enriquecida pela convivência com os colegas da área de Planejamento da Expansão da CESP.

Vale ressaltar que a opção pela escolha de instalações de Centrais térmicas/cogedoras, de 100MW, ao invés de várias usinas térmicas/cogedoras, de igual capacidade de geração, se deve à percepção de que esta seria a melhor alternativa para geração de energia elétrica e/ou energia elétrica excedente, do ponto de vista da contribuição ao parque gerador como um todo, por possibilitar a alocação de um pólo receptor de bagaço, de regiões circunvizinhas, auferindo-se ganhos de escala.

Dessa forma, foram elencadas as bases para esse estudo de caso. Nessa análise foram incorporadas informações como: características físico-químicas do bagaço de cana (Banco de Dados de Combustíveis), tipo de transporte, distância a ser percorrida, custo do transporte em relação à distância (Banco de Dados de Transporte), custo do bagaço (Banco de Dados de Tecnologias), custos de encargos referentes à transmissão (Cust) e à distribuição (Cusd) e, a escolha da região, ou regiões, a serem analisadas (Banco de Dados de Células).

Em primeiro lugar, foram escolhidos os municípios ou Células (Estudo de Caso) através da seleção daqueles que apresentaram significativa produção de cana na safra 2000/2001, conforme levantamento realizado pelo CENBIO e compilado através da Tabela A1 (Anexo 4). O Mapa da Figura 8 a seguir, também serviu de referência

para a escolha dos municípios. Uma vez definido esses municípios, foram selecionadas 7 Macro Regiões de produção de cana, estabelecendo uma área de influência com diâmetro de 150 km como mostra a Figura 9 na seqüência.



Fonte: (Projeto Bio.Com, 2001)

FIGURA 8 – Levantamento das Perspectivas de Geração Excedente a Médio Prazo

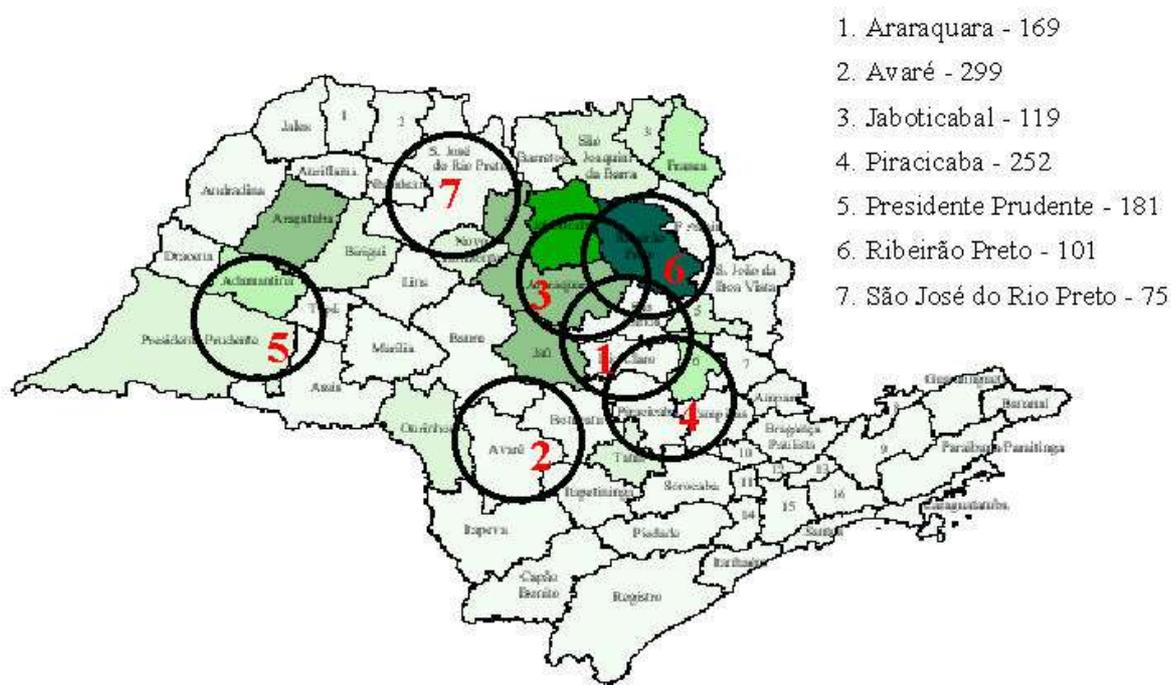


FIGURA 9 – Estabelecimentos das 7 Macro Regiões com os Códigos SAEGET

Uma vez demarcadas essas macro regiões, por onde irá transitar o bagaço para uma central localizada hipoteticamente em seu centro, foram inseridas no Banco de Dados de Transporte as informações pertinentes às distâncias a serem percorridas entre as Células de destino e as Células de origem, de modo a representar esse trânsito de bagaço. Como variante de configuração, em alternativa ao conjunto formado por essas macro regiões, foi considerada a região de Ribeirão Preto, como um Centro de Referência para o bagaço, trabalhando-se com a hipótese de que, por se constituir em uma das maiores regiões produtoras de cana do Estado, poderia ser ali implantada a Central térmica/cogeneradora e absorver o bagaço de outras regiões, até mesmo daquelas cuja pequena produção não justificasse o investimento na implantação de uma usina de cogeração local, conforme apresentado no Anexo 6 e nas considerações feitas no item 6.4.

O SAEGET, portanto, se constituiu numa ferramenta auxiliar para a análise das características que compõem cada região ou município, permitindo o estabelecimento de uma rotina indexada à sensibilidade das variáveis como: investimento, custo do combustível, custo do transporte, entre outras, de modo a

indicar os locais onde a implantação de um determinado empreendimento térmico fosse mais atrativo sob o ponto de vista econômico-operacional.

6.2. Estabelecimento das Premissas para Simulação do SAEGET

O Modelo SAEGET foi simulado em duas etapas. A primeira, referente à simulação da rotina de Transporte e a segunda, referente à simulação das Células de estudo que englobaram as informações pertencentes aos Bancos de Dados e, portanto, à composição Célula-Combustível-Tecnologia.

Antes de se proceder à simulação da rotina correspondente, o Banco de Dados de Transporte foi preparado com a inserção de informações pertinentes aos seguintes Arquivos:

- *Trancost* – Combustível, Transporte utilizado, Distância e Custo do Combustível transportado;
- *Fuelcost* – Célula de origem, Combustível e Custo do Combustível transportado;
- *Distan* – Distância percorrida no Transporte do Combustível da Célula de origem para a Célula de destino;
- *Options* – opções referentes ao tipo de Transporte utilizado, tipo de Combustível, existência ou não de Transbordo (relacionado ao tipo de Transporte), Vazão, Potência, Distância e Tecnologia.

Esses Arquivos contemplam as seguintes informações utilizadas no estudo de caso:

- Combustível utilizado – bagaço de cana, código SAEGET nº 12;
- Número do Transporte – 1, referente ao transporte Rodoviário, sem transbordo;
- Distância a ser percorrida entre Células – dada em km;
- Custo do combustível transportado – dado em US\$/t

Após a simulação dessa rotina, obtém-se um Relatório de Saída de Transporte, que serve de base de cálculo para a função custo de chegada do bagaço nas Células de destino.

Para os cálculos referentes à quantidade de bagaço, e bagaço excedente por município, de modo a compor o custo de chegada do combustível, utilizaram-se as

informações extraídas da Tabela A1 – Anexo 4, e parte do levantamento realizado em COELHO, 1999.

a) Cálculo da quantidade de bagaço excedente produzida por município:

$$T_{bex} = [(T_c * 0,30) * P]$$

Onde: T_{bex} = tonelada de bagaço excedente, dado em t/tc

T_c = tonelada de cana

0,30 = 30% de bagaço em relação à produção de cana

P = 13% de perdas

b) Cálculo do custo de combustível por tecnologia analisada:

$$C_{comb} = [C_b * \text{Heat Rate} * (1/PC_i)]$$

Onde: C_{comb} = custo do combustível, dado em US\$/MWh

C_b = custo do bagaço, em US\$/t

Heat Rate = taxa relativa ao tempo de operação e ao fator de capacidade, obtido através do Banco de Tecnologias, em KJ/kWh

PC_i = poder calorífico inferior do bagaço, em KJ/kg

A parcela de combustível assim calculada e incorporada ao investimento, operação e manutenção - O&M, perdas (Relatórios de Saída), C_{usd} e C_{ust} calculados por Célula, serviu de base para a sensibilização das variáveis do Modelo e para a análise do estudo de caso.

6.2.1 Escolha das Tecnologias para Simulação do Estudo de Caso

Foram elencadas 3 (três) tecnologias que mais se adaptavam à queima do bagaço de cana, cujas descrições sumárias foram feitas no item 4.1. É importante salientar, que para este estudo de caso, foi admitida a composição dos custos de operação e de investimento, já existente no Banco de Tecnologias do SAEGE, e que é apresentada

através das Tabelas 10 a 14. Uma breve análise à esse respeito, é feita após a simulação do SAEGET no item 7.2, onde, através da apresentação ordenada do Relatório de Saída, pode-se observar o quanto este tipo de informação interfere nos resultados finais.

a) Tecnologia de Usinas Térmicas Convencionais – código SAEGET c.2.1

Para a simulação utilizando Usinas Térmicas Convencionais, foi adotado um *Heat Rate*⁽²⁰⁾ líquido entre 9730 e 11290 Kj/kWh, considerando-se rendimentos entre 32 e 37%, que depende do projeto da Central e dos conceitos adotados para o ciclo térmico e seus auxiliares.

Para os dados referentes aos custos de investimento, operação e manutenção, foram consideradas unidades na faixa de potência entre 30 e 50MW com turbina à vapor com condensação.

Os dados econômicos que compõem o Banco de Dados de Tecnologias foram extraídos da Tabela 10 a seguir.

TABELA 10 –Dados Econômicos

Capacidade:	50 MW
Custos de investimento – FOB:	1800 US\$/kW
Custos de O&M:	
- Fixos:	88,0 US\$/kW/ano
- Variáveis:	8,1 US\$/MWh
Heat Rate:	9730 - 11290 Kj/kWh
Fator de Capacidade mínimo	
- Queima em grelhas	25 – 30%
- Queima em suspensão	40%

Fonte: (SAEGET, 1995)

A Tabela 11, apresenta um resumo dos custos operacionais e de investimento para uma unidade térmica convencional baseada em bagaço de cana.

Os custos de operação e de investimento *FOB*, referem-se aos custos de equipamentos importados, caso contrário, tal referência não teria sentido. Desta forma, tanto a Tabela a seguir, quanto as demais apresentadas na seqüência, e conforme explicado anteriormente, referem-se àquelas informações constantes no Banco original de Tecnologias deste Modelo.

TABELA 11 - Composição dos Custos de Operação e de Investimento (FOB)

	(US\$/kW)	(%) aproximado
Capacidade	50 MW	
Gerador de vapor	400 - 430	23,0
Turbina à Vapor e Auxiliares	200 - 230	12,0
Sistema de Preparação e Manuseio de Combustível	150 - 170	9,0
Sistema de Limpeza do Gás e Torre de Resfriamento	80 - 100	5,0
Demais Componentes da Instalação	260 - 280	15,0
Infra-estrutura e Engenharia	400 - 460	24,0
Contingências	200 - 230	12,0
TOTAL	1690 - 1900	100,0
Juros durante a construção (10% a.a.-2 anos)	202 - 228	
Heat Rate líquido (Kj/kWh) - plena carga ^(*)	9730 - 11290	
Custos de Operação – O&M		
- Fixos	88,0 US\$/kW/ano	
- Variáveis	8,1 US\$/MWh	

Fonte: (SAEGET, 1995)

^(*) Não existem disponíveis na literatura, os dados para geração de energia a partir de bagaço de cana em cargas parciais.

⁽²⁰⁾ Heat Rate: ou Taxa de Calor, é calculado através da relação entre o Poder Calorífico do combustível e a energia gerada, dado em Kj/kWh.

b) Usinas Térmicas / Combustão em Leito Fluidizado – código SAEGET c.2.2

Na avaliação econômica desta alternativa, foram adotados parâmetros referentes às unidades baseadas em madeira picada, uma vez que, tanto a madeira quanto o bagaço apresentam composição e características físicas semelhantes e, também, por existir diversas unidades comerciais projetadas para a utilização alternativa ou combinada desses dois combustíveis. (SAEGET, 1995)

A Tabela 12 a seguir, apresenta uma estimativa dos custos operacional e de investimento (FOB) para uma unidade de 50MW.

TABELA 12 - Composição dos Custos de Operação e de Investimento (FOB)

	(US\$/kW)	(%) aproximado
Capacidade	50 MW	
Gerador de vapor	589	29,0
Turbina à Vapor e Auxiliares	191	9,5
Sistema de Preparação e Manuseio de Combustível	155	7,5
Sistema de Limpeza do Gás e Torre de Resfriamento	88	5,0
Demais Componentes da Instalação	257	13,0
Infra-estrutura e Engenharia	492	24,0
Contingências	243	12,0
TOTAL	2016	100,0
Juros durante a construção (10% a.a.-2 anos)	242	
Heat Rate líquido (Kj/kWh) - plena carga	10000 – 11000	
Custos de operação – O&M		
- Fixos	93,1 US\$/kW/ano	
- Variáveis	8,9 US\$/MWh	

Fonte: (SAEGET, 1995)

c) Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado – código SAEGET c.2.3

Os dados econômicos que compõem o Banco de Dados desta tecnologia foram baseados em informações de planejamento adotadas para uma unidade com potência de 50MW, equipada com reator de leito fluidizado pressurizado, e utilizando como combustível madeira picada. (SAEGET, 1995)

A Tabela 13 a seguir, apresenta os custos relativos ao investimento (FOB) e à operação e manutenção (O&M).

TABELA 13 - Composição dos custos de operação e de investimento (FOB)

Capacidade (MW)	50
Custos de investimento - FOB (US\$/kW)	2009 – 2322
Heat Rate líquido (Kj/kWh) - plena carga	7200 – 8000
Custos de O&M	
- Fixos (US\$/kW/ano)	100 - 115 US\$/kW/ano
- Variáveis (US\$/MWh)	9 - 11 US\$/MWh

Fonte: (SAEGET, 1995)

O custo referencial usado nesta tecnologia para o combustível é de 5 US\$/tb em base úmida, correspondendo a 10,0 US\$/tb em base seca (câmbio em Março/2002 de R\$2,5/US\$), com rendimento térmico do processo de geração entre 45 e 50% e Poder Calorífico inferior do bagaço de 12.600 Kj/kg.

A Tabela 14 na seqüência, apresenta a participação aproximada dos principais componentes para uma unidade baseada em bagaço de cana e com as características descritas na Tabela 13.

TABELA 14 – Custos de Investimento

	(US\$/kW)	(%) aproximado
Capacidade da usina	50 MW	
Preparação e Manuseio de Combustível	157 - 225	9,0
Unidade de Gaseificação	512 - 641	27,0
Turbina à Gás / Ciclo Combinado	273 - 271	12,0
Condensadores, Bombas e Sistema de Resfriamento	51 - 57	2,5
Demais Componentes da Instalação	218 - 221	10,0
Proteção Ambiental	7 - 8	0,5
Infra-estrutura e Engenharia	414 - 481	21,0
Contingências	377 - 419	18,0
TOTAL	2009 - 2323	100,0
Juros durante a construção (10% a.a.-2 anos)	241 - 278	
Heat Rate líquido (Kj/kWh) - plena carga	7200 - 8000	

O prazo de implantação para unidades deste porte situa-se entre 24 e 30 meses.

Observação: Como adendo à tecnologia citada (que ainda não se encontra comercialmente disponível), é interessante ressaltar que após 6 anos de estudo, a Copersucar apresentou para o setor sucroalcooleiro e para fornecedores de equipamentos, o Projeto *BRA/96/G31*, ou seja, o primeiro projeto a introduzir a gaseificação na geração de energia elétrica a partir da queima do bagaço de cana com a palha. O projeto para uma unidade de 32MW, foi desenvolvido pelo Centro de Tecnologia da Copersucar – CTC, em parceria com a empresa Termiska Processer AB da Suécia. Estudos realizados pela Copersucar revelam que a eficiência do processo pode não só justificar o alto investimento inicial, como, ao longo do tempo, minimizar os custos de geração. Para essa tecnologia, a eficiência de processo na queima do bagaço é de 152 kWh/tc, enquanto que na queima através de tecnologia convencional a eficiência é de 100 kWh/tc. (EFEI, 2002)

Por último, foram inseridos no Banco de Dados de Células, dois Atributos: Cust e Cusd, referentes aos custos dos encargos de transmissão e de distribuição, respectivamente. Para o levantamento destes custos, foram consultadas as informações contidas nas Resoluções ANEEL n^{os} 208/2001, 678/2001 e 679/2001 (item 3.1.c), assim como, a rede existente no Estado de São Paulo, conforme representação feita através da Figura 10 a seguir. A incorporação desses Atributos teve como objetivo a avaliação econômica de alternativas, permitindo incorporar a variável “custo de transporte” na avaliação da competitividade das diferentes opções tecnológicas e de localização.

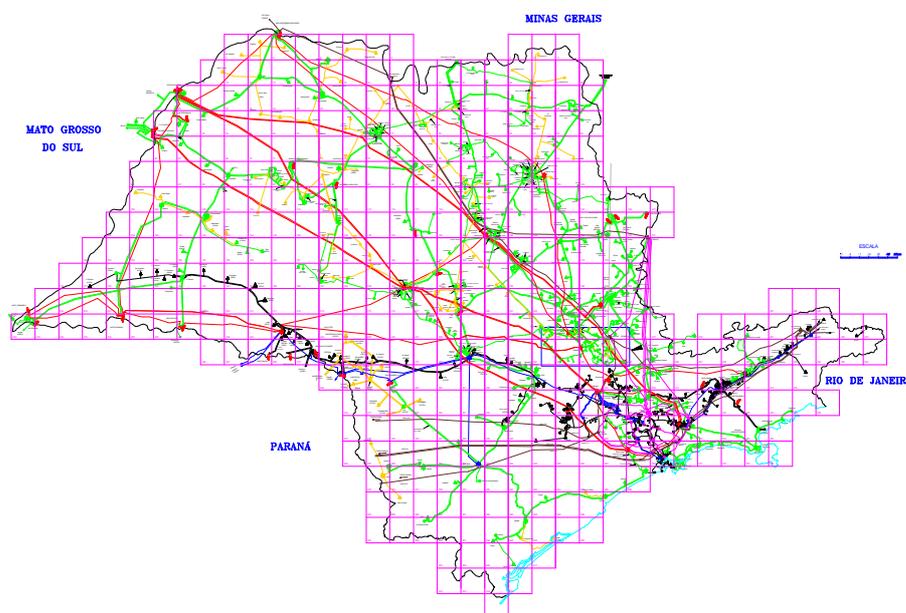


FIGURA 10 – Rede de Transmissão do Estado de São Paulo

Os Bancos de Dados, com os seus respectivos Atributos, são ilustrados no Anexo 5.

6.3. Simulação do SAEGE

Após o estabelecimento das premissas para o estudo de caso, e inseridas as informações nos respectivos Bancos de Dados, procedeu-se à simulação do Modelo tendo como base a composição Célula-Combustível-Tecnologia, em duas etapas conforme descrito no item 6.1.

Foram efetuadas, portanto, 4 (quatro) simulações divididas por tecnologia:

- Tecnologia c.2.1
- Tecnologia c.2.2
- Tecnologia c.2.3
- Composição das três tecnologias: c.2.1, c.2.2 e c.2.3

nas quais o bagaço é o combustível e o Estado de São Paulo é dividido em 7 macro regiões. Com a simulação das 4 alternativas, mais apurada torna-se a análise para a escolha da melhor localização de implantação do empreendimento em função dos menores custos de operação e de transmissão.

6.3.1. – Escolha das Alternativas ou Opções para Simulação

Como o procedimento para a simulação das 4 alternativas é similar, escolheu-se uma delas como exemplo descritivo.

A primeira das alternativa escolhidas foi a da Tecnologia c.2.1, ou seja, Usinas Térmicas Convencionais. A Figura 11, demonstra como é feita a seleção antes da simulação do SAEGET.

Através das “janelas”, escolhe-se um combustível que é relacionado à respectiva tecnologia, tendo o Estado de São Paulo totalmente demarcado para induzir o Modelo na escolha da melhor localização dentro das premissas previamente impostas através dos Bancos de Dados.

Combustíveis		Tecnologias		Municípios	
Bagaço de Cana	C.1.1 - Madeira, Térmicas Convencionais	VARGEM GRANDE DO SUL			
Briquete de Eucalipto	C.1.2 - Madeira, Usinas a Leito Fluidizado	VARGEM GRANDE PAULISTA			
Carvão - CARBODOL	C.1.3 - Madeira, Usinas a Gaseificação	VÁRZEA PAULISTA			
Carvão - Illinois	C.2.1 - Bagaço de Cana - Térmicas Convencionais	VERA CRUZ			
Carvão RS - Charqueadas	C.2.2 - Bagaço - Combustão em Leito Fluidizado	VINHEDO			
Carvão RS - Leão	C.2.3 - Bagaço - Gaseificação Integ. Ciclo Completo	VIRADOURO			
Carvão RS - Leão combustível 26	D.1 - Orimulsion, Térmicas Convencionais	VISTA ALEGRE DO ALTO			
Coque de Petróleo	D.2 - Orimulsion, Combustão em Leito Fluidizado	VOTORANTIM			
Gás do Brasil - Médio	D.3 - Orimulsion, Gaseif. Int. com Ciclo Combinado	VOTUPORANGA			

Atributos Lógicos		Atributos Numéricos	
<input type="checkbox"/> Nível de Dióxido de Enxofre	S / N	Módulo (MW)	Lim. Inf. 50 Lim. Sup. 100
<input checked="" type="checkbox"/> Nível de Óxidos de Nitrogênio	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Ano de Disponibilidade Comercial	2003 2004
<input type="checkbox"/> Nível de Fumaça	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> Classificação de Risco Sísmico (fração de)	0 0
<input type="checkbox"/> Disponibilidade de Água	<input type="checkbox"/>	Atributos Qualitativos	
<input type="checkbox"/> Área de Inundação (S ou N)	<input type="checkbox"/>	Baixo Médio Alto	
		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	

FIGURA 11 – Escolha das Alternativas

Outra opção que também pode ser incorporada à simulação, é a escolha de Filtros localizados na parte inferior desta tela. Estes Filtros permitem criar condicionantes à escolha da melhor localização pelo Modelo. Em função do estudo considerado, as opções levaram em conta os seguintes Filtros:

- Nível de Óxido de Nitrogênio: sim e não
- Nível de Dióxido de Enxofre sim e não
- Nível de Poluição das Águas sim e não
- Nível de Fumaça sim e não
- Módulo: $\left\{ \begin{array}{l} \text{Limite inferior: 50 MW} \\ \text{Limite superior: 100 MW} \end{array} \right.$
- Ano de Disponibilidade: 2003 – 2004

Quando **sim**, o Filtro foi ativado, quando **não**, o Filtro permaneceu inalterado. Numa primeira avaliação, os Filtros, com exceção daquele referente ao NO_x, permaneceram inalterados (opção **não**). Já numa segunda avaliação, todos os Filtros relativos às restrições ambientais foram ativados. Análise comparativa entre esses estudos, será abordada no item 6.4.

Feita a seleção, procedeu-se à simulação do Modelo, para a primeira das quatro alternativas tecnológicas, ou seja, c.2.1 – Usinas Térmicas Convencionais. Ao término desta simulação, aparece na tela do Modelo o número máximo de alternativas geradas dado pelas combinações entre combustível, tecnologia e células, conforme ilustrado na Figura 15, do item 6.4. Vale ressaltar que, para as duas avaliações, o teor de NO_x considerado foi aquele já constante no Banco de Dados original de Combustíveis.

Para este caso, portanto, foram geradas 140 alternativas. Em seguida, é feita a Ordenação destas alternativas ativando o botão “Ordenar” localizado na parte superior direita da janela *Ordenação de Alternativas*, conforme ilustrado pela Figura 12 a seguir.

A Ordenação é feita de modo a agrupar o maior número de informações relevantes ao estudo. Assim, pode-se optar pela ordenação utilizando Atributos Numéricos, como foi o caso apresentado neste trabalho, ou por Atributos Qualitativos. Para se visualizar a ordenação feita após este passo, ativa-se o menu “Relatórios” localizado na parte superior esquerda desta janela. O relatório por sua vez pode ser apresentado em tela ou em planilha Excel, selecionado como *Geral Ordenado*, *Geral não Ordenado* ou *Por Célula*, o que pode ser visualizado através da Figura 13. Para cada um destes casos, o relatório emitido contém informações relacionadas a: Função Objetivo, Célula (referente ao código de cada Célula estudada), Alternativas (de 1 a 140, como o presente caso), Combustível (tipo), Tecnologia (código SAEGET e descrição), Custo do Investimento, Custo de Operação e Custo de Transmissão (dados em \$/MWh).

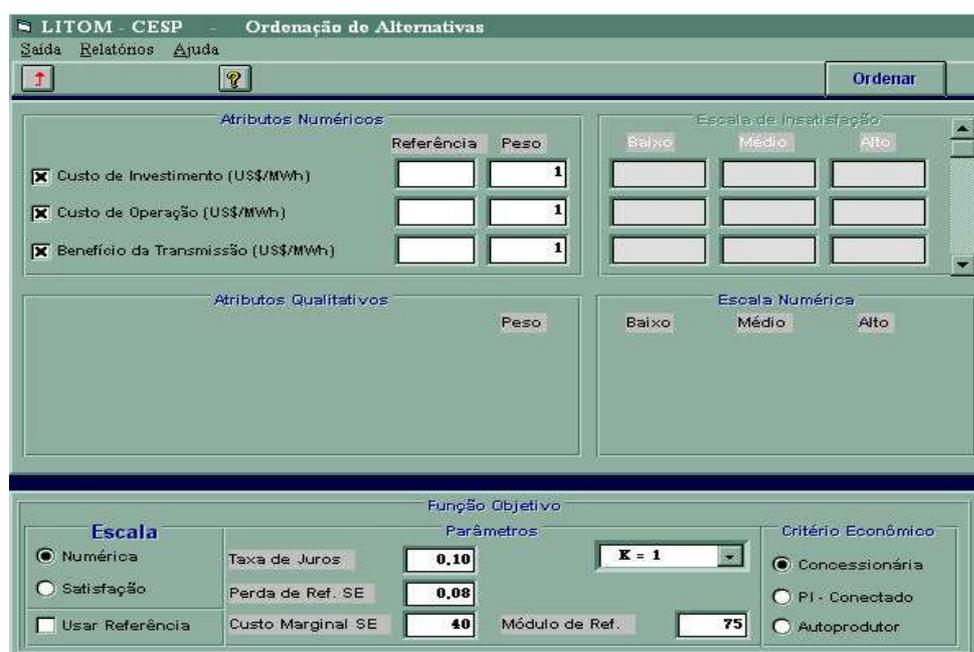


FIGURA 12 – Ordenação das Alternativas Geradas

Uma vez feita a Ordenação, a saída da simulação poderá ser apresentada através de um Relatório de Saída em Excel ou através de uma saída Gráfica (Figura 14), onde o conjunto de dados numéricos é relacionado a uma *palheta de cores* obtida através da

opção *Células – Pintar*, na Barra de Comando do Modelo, conforme previamente citado e mostrado através da Figura 7, item 5.1.1, e pela ilustração no Anexo 6.



FIGURA 13 – Escolha do Relatório de Saída após Ordenação das Alternativas

O mesmo procedimento é feito para as demais tecnologias, assim como, para a Alternativa em que as 3 tecnologias são simuladas em conjunto. A diferença entre a simulação onde se considera apenas uma tecnologia, como por exemplo, a de código c.2.1, e aquela obtida a partir da composição com as 3 tecnologias, considerando apenas a restrição ao NO_x , é que o número de alternativas geradas passa de 140 para 420, aumentando assim, o espectro de situações a serem analisadas.

Os Relatórios de Saída Gráfica, referentes a cada uma das alternativas estudadas, podem ser visualizados no Anexo 6.

localização, será dada através da ordenação do Relatório de Saída, optando-se por aquela que apresente os menores custos envolvidos.

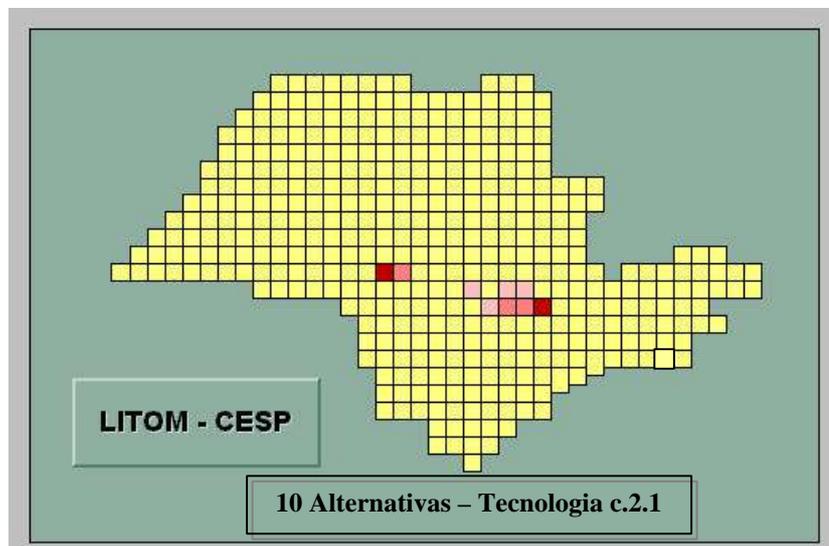


FIGURA 14 – Simulação com Restrição Ambiental (7 Macro Regiões)

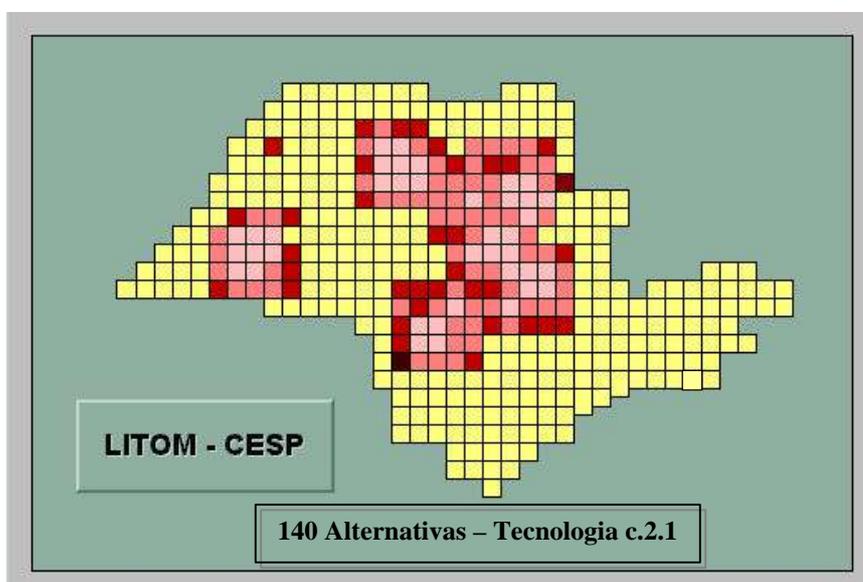


FIGURA 15 - Simulação sem Restrição Ambiental (7 Macro Regiões)

Assim, pode-se elencar tanto 1, quanto 7 centrais, ou seja uma única central, no ponto mais conveniente para receber o bagaço das 7 regiões, ou 7 centrais localizadas dentro de cada uma das 7 regiões e recebendo o bagaço de seu entorno. A

opção de escolha, como citado anteriormente, é feito pela melhor situação que alie *Célula-Tecnologia-Combustível* e benefícios.

Como se pode observar através da Figura 14, os Filtros referentes às restrições ambientais limitam o número de alternativas para a instalação de Centrais térmicas/cogeneradoras. A cor de tonalidade mais clara, no caso, Cor de Rosa claro, indica os melhores locais onde os custos de transporte e os benefícios de transmissão são mais atrativos.

Neste caso, os 4 (quatro) locais mais favoráveis à implantação de uma central (rosa claro), estão situados dentro do entorno dos 150 km do município de Piracicaba que, segundo levantamento feito pelo CENBIO, representava o 4º maior produtor de cana do estado, na safra 2000/2001 (Tabela A1 do Anexo 4).

Isto leva a concluir, numa primeira análise, que muitas vezes o melhor local, respeitando-se as restrições ambientais, não é o melhor provedor de combustível, nem aquele que proporciona benefícios de conexão à rede.

Quando a simulação só analisa a restrição ambiental ao NO_x, como ilustrado na Figura 15, o espectro de alternativas para se instalar uma central ou centrais térmicas/cogeneradoras aumenta sensivelmente, ficando a escolha a critério das possibilidades de expansão locais.

b) Município de Ribeirão Preto com Restrição Ambiental e sem Restrição Ambiental

Neste caso, o estudo foi elaborado para servir de balizador da sensibilidade de escolha de local. Desta forma, partiu-se do pressuposto de que o bagaço poderia migrar das 415 Células, do total de 416, para abastecer uma Célula Receptora onde estaria localizada uma única Central térmica/cogeneradora. Muito embora os custos de transporte pudessem representar uma penalização para o empreendimento, pois elevada seria a tarifa de geração de energia elétrica excedente oriunda deste tipo de arranjo, foi escolhida a Célula de Ribeirão Preto como um centro de referência por ser um dos maiores municípios produtores de cana do Estado de São Paulo, cumprindo sublinhar que a planta de cogeração pode ser alocada, em função dos

atributos das células em cotejo, em qualquer ponto situado em um entorno expandido desse município.

Nessa perspectiva, a partir da Célula de Ribeirão Preto, foi considerado um entorno expandido muito superior aos 150 km do estudo anterior, que envolvia as 7 Macro Regiões, sendo então estabelecidas as premissas para esta simulação.

O SAEGET, portanto, analisou as melhores alternativas para a implantação da Central térmica/cogeneradora apresentando, para cada restrição ambiental proposta, a configuração mais adequada para este estudo e que é ilustrada através das Figuras 16 e 17 a seguir.

Na Figura 16, as áreas mais indicadas e pintadas em rosa claro, são aquelas que se localizam próximas aos municípios de Bauru, Piracicaba e São João da Boa Vista, e que pertencem à premissa estabelecida para esta simulação. Assim, ao invés de supridoras, estas áreas passam a serem supridas pelas demais, inclusive por Ribeirão Preto. Isto, sem dúvida, mostra o quão interessante pode ser o resultado obtido da simulação deste Modelo. Ao analisar as melhores alternativas, o SAEGET demonstra que Ribeirão Preto, mesmo sendo um grande pólo gerador de bagaço, dependendo da restrição ou do filtro empregado durante a simulação, não é obrigatoriamente o local mais indicado para sede de uma Central térmica/cogeneradora.

Já ao se analisar a Figura 17, a configuração gráfica mostra outras alternativas indicando que a migração do bagaço pode ser feita de regiões distintas, inclusive que a Célula-Sede pode ser tanto em Ribeirão Preto, quanto em Araraquara, São Carlos ou São João da Boa Vista. Note-se que para esta simulação em especial, a premissa considerada foi de que a coleta de bagaço seria feita dentro do Estado de São Paulo como um todo e não mais de um entorno de 150 km que só é válido para o caso das 7 Macro Regiões. Com isto, aferiu-se sensibilidade do Modelo e provou-se que muitas vezes a opção mais óbvia nem sempre é a mais adequada.

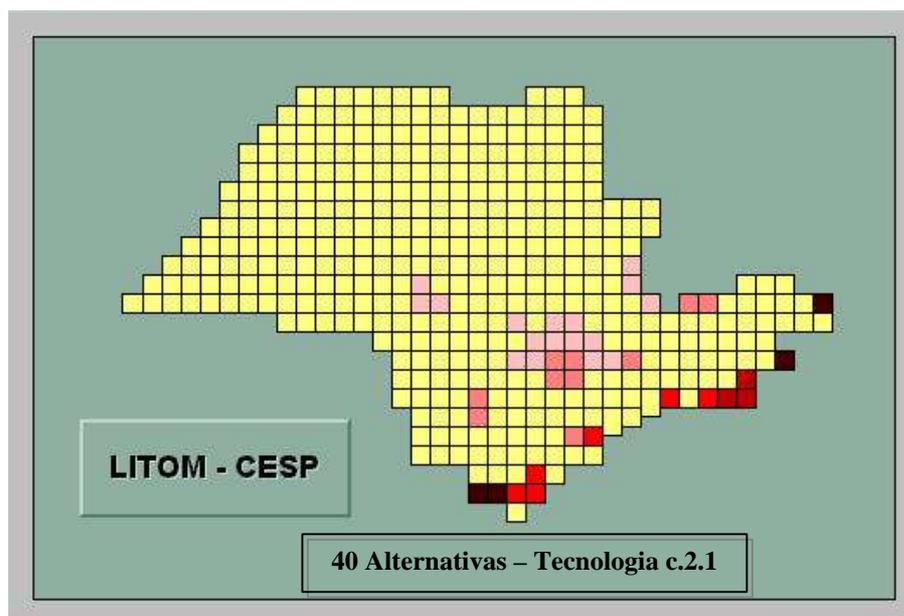


FIGURA 16 - Simulação com Restrição Ambiental (Ribeirão Preto)

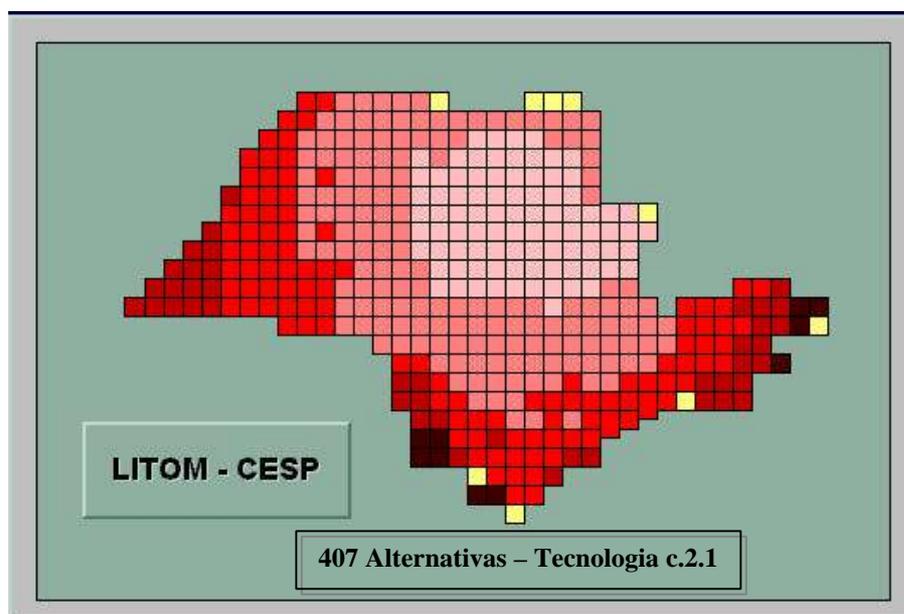


FIGURA 17 - Simulação sem Restrição Ambiental (Ribeirão Preto)

A diferença observada ao se comparar a simulação com o município de Ribeirão Preto com aquela envolvendo as 7 Macro Regiões, é a obtenção de um maior universo para a implantação de uma Central ou Centrais térmicas/cogedoras.

Uma vez concluída a análise locacional em função das duas simulações propostas, escolheu-se a região de maior atratividade para a inserção de uma Central térmica/cogeneradora, de modo a fornecer subsídios para, através da simulação com o Modelo NEWAVE, efetuar a análise de otimização dos despachos de usinas térmicas no Sistema Interligado Nacional.

Essa escolha levou em consideração o melhor local, que para este estudo de caso foi aquele apresentado após a simulação com as 7 Macro Regiões (uma vez que a simulação com Ribeirão Preto serviu apenas como aferição do Modelo), por contar com uma maior representatividade na produção de cana em relação à safra 2000/2001. Seria, portanto, um local, com uma Central receptora de bagaço respeitando o entorno dos 150 km que representa, pelo menos aparentemente, os menores custos de transporte e que tivesse os menores custos de operação e os melhores benefícios de transmissão, ou pelo menos, que se localizasse em área geograficamente atrativa.

7. Análise do Estudo de Caso através dos Modelos SAEGET e NEWAVE

7.1. Considerações Gerais

As considerações a seguir, visam explicar de forma simplificada, as características básicas do Parque Gerador Nacional, onde uma Central térmica/cogeneradora será inserida e terá seu desempenho energético avaliado, de maneira a cumprir com um dos principais objetivos desse trabalho, assim como, pretende-se explicar a modalidade de operação na qual esta central se enquadra, ao se levar em conta as premissas estabelecidas durante a elaboração do estudo de caso. Objetiva-se também com isso, delinear os processos de decisão adotados pelo Planejamento da Expansão do setor elétrico, de modo a auxiliar os interessados que venham a utilizar esta dissertação como referência para suas pesquisas ou estudos acadêmicos, muito embora, como já citado anteriormente, o setor elétrico nacional esteja passando por um processo de reestruturação ainda em curso e, simultaneamente, por uma revitalização do novo modelo institucional que sequer foi completamente implantado.

O Parque Gerador Nacional faz parte de um grande sistema elétrico interligado com importantes centros de geração e uma complexa rede de transmissão de energia elétrica, caracterizado por grandes usinas hidrelétricas, contando com reservatórios de regularização plurianual, bem como, extensas linhas de transmissão interligando os grandes subsistemas nacionais: Sul/Sudeste/Centro-Oeste e, Norte/Nordeste.

Devido à característica peculiar deste sistema gerador, o acionamento das usinas hidrelétricas é necessariamente coordenado para otimizar a produtividade de usinas em uma mesma cascata, ou seja, o remanso do reservatório de uma usina a jusante, praticamente fazendo contato com o canal de fuga da usina de montante, assim como exige, que o acionamento das usinas termelétricas leve em conta o estado de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica para os meses subsequentes.

Quando as hidrologias são favoráveis, o parque hidráulico pode produzir muito mais que sua “energia assegurada” ou garantida⁽²¹⁾ a um certo nível de risco, que até muito recentemente foi adotado como critério de dimensionamento para o sistema, permitindo que o mercado seja atendido em sua totalidade mesmo sem o concurso das usinas termelétricas, de modo que estas permaneçam desligadas ou com uma geração mínima obrigatória, em decorrência de cláusula “*take-or-pay*” no contrato com o supridor de combustível. Desta forma, tem-se uma economia de combustível, além de uma redução no custo global de operação do sistema. Esta modalidade de operação quando as usinas térmicas estão integradas ao Parque Gerador Interligado, é denominada de “Operação em Complementação Térmica”⁽²²⁾, que caracteriza o estudo de caso apresentado neste trabalho.

O problema da determinação da operação ótima do sistema torna-se extremamente “complexo”, quando são consideradas as afluições aos reservatórios que dependem de condições climáticas de natureza aleatória, e quando vários dos reservatórios do sistema têm capacidade de regularização plurianual de vazões. Esta determinação, portanto, é caracterizada como um problema de otimização de grande porte, estocástico e não separável no tempo (conforme será abordado no item 7.1.1), isto é, o despacho de uma usina em um determinado mês depende da análise das condições vigentes no sistema e também de sua evolução futura. Desta forma, para atender à essas necessidades, foram desenvolvidos modelos computacionais para otimização, baseados em técnicas de Programação Dinâmica Estocástica, e modelos de simulação, os quais vinham sendo utilizados com muito sucesso no âmbito dos antigos organismos colegiados encarregados de definir o planejamento do setor elétrico, a saber:

- Planejamento da expansão, denominado Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico – GCPS e,
- Planejamento e programação da operação, denominado Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI.

⁽²¹⁾ Energia Garantida: valor médio de produção durante períodos hidrológicos críticos. Em função dessa situação é que são programados os investimentos para a expansão do sistema.

⁽²²⁾ Em um sistema predominantemente hidrelétrico, entende-se por “Operação em Complementação Térmica”, o modo de operação do parque termelétrico, que permite a máxima eficiência possível no aproveitamento energético das usinas que compõem o sistema gerador.

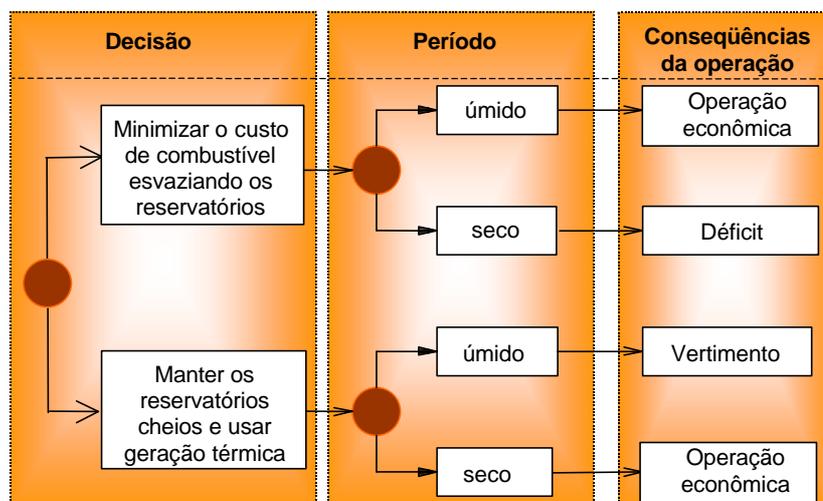
O ferramental até então desenvolvido foi mantido em uso pelo novo modelo institucional do setor elétrico, pelo menos em âmbito dos organismos constituídos por este novo ambiente para cuidar da operação e planejamento do sistema, quais sejam, o Operador Nacional do Sistema – ONS, e o Comitê Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico – CCPE.

7.1.1. Dependência no Tempo

Entende-se por dependência no tempo, o fato de que a disponibilidade de energia a partir das usinas hidrelétricas, que caracterizam o sistema de geração brasileiro, está limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios, induzindo a uma dependência entre a decisão operativa de “hoje” com os custos operativos do “futuro”. Neste tipo de sistema, a “energia armazenada” nos reservatórios para atender a demanda, se constitui em um tipo de combustível pelo qual não existiu um pagamento em espécie, ou seja, um combustível “grátis” do ponto de vista estrito, o que certamente não ocorre quando se tem um sistema puramente térmico, porém, isto não significa que a água armazenada não possua um valor econômico, por vezes muito alto, avaliado pelo custo de substituição de geração térmica mais cara no futuro, ou ainda pelo racionamento evitado.

Em outras palavras, se a energia hidráulica armazenada é utilizada hoje, e ocorre um período de seca, pode ser necessária a utilização de usinas térmicas caras no futuro, ou até mesmo a interrupção de fornecimento. (FUSP/PETROBRÁS, 2000)

Se, por outro lado, os níveis dos reservatórios são mantidos altos através de um uso mais intensivo de geração térmica, e grandes afluências ocorrem no futuro, poderá haver vertimento no sistema, que representa gasto inútil de combustível e, em consequência, um aumento do custo de operação. A Figura 18 a seguir, ilustra de maneira esquemática esse tipo de processo decisório.



Fonte: (FUSP/PETROBRÁS,2000)

FIGURA 18 - Processo de decisão para sistemas hidrotérmicos

Portanto, em contraste com os sistemas térmicos, cuja operação é desacoplada no tempo, a operação de sistemas hidrelétricos é acoplada no tempo, isto é, uma decisão operativa “hoje”, afeta os custos de operação no “futuro”.

7.1.2. Interdependência dos Custos de Operação da Usina

A solução ótima para a questão relativa à programação de um sistema hidrotérmico é estabelecer o balanço entre o benefício imediato do uso da água e o futuro benefício de armazená-la. Este benefício é mensurado em termos da expectativa de economia de combustível no deslocamento da geração térmica.

Para saber se os estoques de energia hidráulica poderão ser utilizados, é necessário simular a operação do sistema no futuro, e avaliar o impacto desta decisão nos termos dos custos de operação.

O horizonte de otimização depende da capacidade de armazenamento do sistema. Se é pequena, o impacto da decisão é diluída em poucos meses. Se, por outro lado, esta capacidade é substancial, como no sistema brasileiro, o horizonte de simulação deve abranger um período de cinco anos no mínimo.

Este tipo de decisão é dinâmico e torna-se mais complexo devido à variabilidade das afluências aos reservatórios, que varia sazonalmente, regionalmente, e de ano para ano. Como as afluências procedem das chuvas, previsões são geralmente imprecisas.

Devido à esta incerteza, estudos utilizando modelagem específica de simulação, como será abordado no item 7.2, têm de representar um grande número de cenários hidrológicos selecionados através de anos secos, médios e úmidos, de maneira a avaliar o impacto de uma decisão operativa.

Desta forma, em contraste com as usinas térmicas, que têm custos operacionais diretos, as usinas hidrelétricas têm um custo indireto, associado à economia de combustível em deslocar a geração térmica para o futuro. Este custo de operação é também não separável, isto é, depende da geração de outras unidades do sistema, “hoje” e no “futuro”. (FUSP/PETROBRÁS, 2000)

Vale ressaltar, contudo, que o armazenamento da energia elétrica só se efetua na forma primária, seja como combustível no caso de centrais termelétricas, seja como energia potencial nos reservatórios no caso de centrais hidrelétricas. Em um sistema totalmente a fio d'água, ou seja, sem nenhuma capacidade de regularização, a energia firme corresponde àquela afluente no pior mês da série histórica. Quando o sistema apresenta alguma regularização, as afluições dos meses de vazões elevadas podem ser armazenadas, para utilização nos meses mais secos, permitindo o atendimento a uma carga maior do que aquela atendida pelo sistema sem regularização.

Isso significa que a presença de reservatórios no sistema acrescenta energia firme ou garantida ao parque gerador. A regularização do sistema, no entanto, não é suficiente para absorver todo o excedente de energia natural, caso contrário a capacidade de armazenamento seria inviável econômica e ambientalmente. Esse excedente é compreendido por duas parcelas: (FUSP/PETROBRÁS, 2000)

- Teoricamente aproveitável - constitui-se em energia secundária ou turbinável
- Vertida compulsoriamente

A presença de centrais termelétricas exerce um efeito semelhante ao dos reservatórios, acrescentando energia firme ao sistema, uma vez que este tipo de central pode operar a plena carga de forma praticamente contínua, descontando-se apenas as paradas para as manutenções programadas e não programadas.

Por outro lado, quando as centrais termelétricas estão integradas em um sistema predominantemente hidrelétrico, a existência de energia secundária em abundância,

nos períodos de hidrologia favorável, ou seja, energia afluyente elevada, permite considerável economia de combustível, caracterizando um importante benefício à geração de origem termelétrica. Na realidade pode-se dizer que as termelétricas "firmam" parte da energia secundária das hidrelétricas, permitindo uma operação global mais eficiente para o sistema.

Concluindo, as estratégias ótimas de operação de sistemas hidrotérmicos envolvem a minimização do valor esperado do custo operacional, que inclui o custo dos combustíveis e o do déficit de energia. Esta análise é efetuada através do modelo NEWAVE, que será focado no item 7.3, no qual a decisão de acionar uma térmica é realizada em função de duas variáveis: o nível de armazenamento do sistema e a tendência hidrológica estimada com base na energia afluyente do mês anterior.

Para o caso de uma termelétrica, sua disponibilidade energética máxima funciona como uma espécie de "seguro" para o sistema, somente ocorrendo o seu uso nas situações de armazenamento reduzido e tendência hidrológica adversa, em algumas situações indicando um racionamento iminente. Na maior parte do tempo, no entanto, as termelétricas seriam acionadas em seu mínimo técnico, necessário para garantir condição de funcionamento a plena carga quando absolutamente imperativo.

A possibilidade de redução da geração térmica durante os períodos hidrológicos favoráveis, sem diminuir a energia firme ou garantida do sistema, significa que na realidade existe um fator de capacidade médio para a geração térmica e um consumo esperado de combustível a longo prazo, substancialmente menores do que os correspondentes valores se a operação da central se desse na base da curva de carga.

Para finalizar as considerações feitas até o momento, faz-se necessário citar de forma sucinta quais são os custos referentes à geração da usina, analisados a partir dos Relatórios de Saída do NEWAVE, conforme representação gráfica, ilustrada no item 7.3.1, e que servem de balizador para os investimentos que são feitos durante a implantação de uma unidade geradora, quer seja hidrelétrica, quer seja termelétrica. Estes custos recebem a seguinte denominação: Custo Marginal de Operação, quando o horizonte simulado é de curto prazo (5 anos), como no estudo de caso, e Custo Marginal da Expansão, quando envolve um horizonte de médio/longo prazo (acima

de 10 anos) e representa o custo de implantação da opção mais competitiva para expandir o parque gerador.

Uma vez concluída as considerações referentes ao comportamento do parque elétrico nacional, serão analisados a seguir, os resultados obtidos a partir da simulação do NEWAVE, que por sua vez teve como base de dados as informações extraídas da simulação do SAEGET.

7.2. Análise Efetuada após Simulação do Modelo SAEGET

Conforme abordado na Introdução deste trabalho, o Modelo SAEGET pode, indiretamente, auxiliar na elaboração de um estudo de caso a ser inserido nos Bancos de Dados do Modelo NEWAVE e, dessa forma, contribuir na avaliação da inserção de Centrais térmicas/cogeneradoras no subsistema Sudeste, através da ponderação do preço do combustível, da alteração de oferta no Mercado de energia e na modificação do Plano de Expansão desse subsistema.

Assim, através dos Relatórios de Saída do SAEGET, a partir da simulação que considerou as 7 Macro Regiões, escolheu-se o melhor local para a instalação da Central térmica/cogeneradora a bagaço de cana. A Tabela 15 a seguir, apresenta os resultados ordenados pelo mínimo custo de geração onde a Célula 101, representada pelo município de Ribeirão Preto (conforme mapa ilustrado na Figura 9, Capítulo 6), se apresentou como a opção mais atrativa quando comparada com as demais.

Desta forma, em função do menor custo de transporte, embora não representando o menor custo no acesso à rede de transmissão, a região de Ribeirão Preto, dentro das premissas propostas para o estudo, e conforme análise elaborada no item 6.4, é a que melhor se adequa à localização de uma Central receptora de bagaço das regiões que se localizam dentro do entorno dos 150 km.

TABELA 15 –Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração
(Escolha do melhor local)

c.2.1 - Térmica Convencional

Município	Células	Investimento (US\$/MWh)	Operação (US\$/MWh)	Custo Transm (US\$/MWh)	CUSD (R\$/MWh)	CUST (R\$/MWh)	Total (US\$/MWh)	Total (R\$/MWh)
Ribeirão Preto	101	21,65	25,34	-2,72	2,561644	0	45,29	113,24
Piracicaba	252	21,65	25,34	-2,07	1,726027	0	45,61	114,03
São José do Rio Preto	75	21,65	25,34	-2,72	2,561644	0,84	45,63	114,08
Presidente Prudente	181	21,65	25,34	-2,55	2,561644	0,825	45,79	114,49
Araraquara	169	21,65	25,34	-2,72	3,239726	0,627	45,82	114,54
Jaboticabal	119	21,65	25,34	-2,72	3,684932	1,027	46,15	115,39
Avaré	299	21,65	25,34	-1,10	3,684932	0	47,36	118,41

Observação: É importante ressaltar que na simulação do SAEGET foram considerados os Bancos de Dados consagrados pela CESP (Anexo 5), não sendo feita nenhuma alteração, nesse primeiro momento, relativa ao *Heat Rate* líquido e aos custos de operação e de investimento – FOB. Isto se justifica em virtude da constatação de problemas operacionais sempre que uma alteração era feita nesses Bancos, o que causava interrupção da simulação, erros de leituras e falta de sensibilidade na interpretação dos relatórios de saída, muito embora se trate de um estudo baseado em termos relativos e não absolutos. Apesar do tempo despendido para solucionar os problemas operacionais do Modelo, foram inseridas informações como: custo do combustível, encargos de uso das redes de transmissão e distribuição (CUST e CUSD, respectivamente), não contempladas originalmente na base de dados do SAEGET. Quanto ao custo referencial do combustível, utilizou-se, conforme citado no item 6.2.1.c, o valor de 5 US\$/tb em base úmida, correspondendo a 10 US\$/tb em base seca, para um câmbio em Março/2002 de R\$ 2,5/US\$. Por esse motivo, os custos de operação, ou custos variáveis, resultado obtido do Relatório de Saída, apresentam o mesmo valor de 25,34 US\$/MWh, para todas as Células ordenadas na Tabela 15.

Por outro lado, ao se analisar esse valor, obtido através da simulação da composição das 7 Macro Regiões, observou-se que o mesmo se situa em um patamar elevado quando, por exemplo, comparado aos custos variáveis de uma térmica operando a gás natural. Explicação a respeito pode ser dada levando-se em conta o seguinte aspecto: o estudo de caso foi baseado em Bancos de Dados originais do Modelo, pois a intenção não era validar o SAEGET, mas antes de tudo, avaliar sua *performance*

como auxiliar no levantamento de um inventário que possibilitasse escolher um local adequado para a instalação de uma Central a bagaço, e de como esta inserção, em específico, iria contribuir ao fornecer energia elétrica excedente ao parque energético local.

Assim, através da Tabela 16 apresentada a seguir, procura-se demonstrar de forma mais clara, o porquê desse elevado resultado.

TABELA 16 – Análise referente às Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração

	Estudo de caso
Combustível (custo combustível, transporte, custo na célula)	7,29 US\$/tb
O & M variável	8,0 US\$/MWh
Total - (custo variável de operação)	15,29 US\$/MWh

Observação: O custo de combustível, mais o custo de transporte (extraído da simulação da rotina “Transporte”), somado ao custo do combustível transportado na Célula, equivalem a 7,29 US\$/tb, como o custo de O&M do SAEGET é de 8,0 US\$/MWh, o custo de operação real desta simulação será de 15,29 US\$/MWh e não mais de 25,34 US\$/MWh, conforme Relatório de Saída apresentado na Tabela 15. Com isso, tem-se que, se este fosse um estudo baseado em termos absolutos, os valores de O & M fixo e variável, deveriam ser manipulados de modo a trazer para o estudo, valores mais condizentes com a realidade.

Outro tipo de informação que pode ser obtido através da simulação do SAEGET, é quanto ao cálculo do custo do combustível em cada célula de influência, o que pode contribuir na sensibilidade do Modelo para a escolha de outros tipos de alternativas, que não aquelas adotadas para este estudo de caso, pois desta forma, pode-se aliar o custo do combustível com o custo de transporte/km rodado (extraído do SAEGET), obtendo-se o valor do transporte na Célula e para a Célula onde se localiza a central a

ser abastecida. A Tabela 17 a seguir, exemplifica como esta análise pode ser efetuada:

TABELA 17 – Custo do Combustível por Célula de Influência

Células	101	62	64	82	119
US\$/tb	5,79	6,49	7,03	6,45	6,59

Assim, se o município de Ribeirão Preto (Célula 101), passar a receber bagaço das Células (62, 64, 82, 119), que se localizam no entorno dos 150 km, para suprir a Central térmica/cogeneradora, o custo de transporte será de 5,79 US\$/tb. O mesmo se aplica para as demais Células, ou seja, o bagaço migrando da 101, 64, 82, 119, para a 62, e assim por diante. Neste caso, o custo de transporte passa a ser de 6,49 US\$/tb. Desta forma, pode-se analisar um novo custo de operação calculado com base nesses custos de transportes e comparar com aquele obtido através do SAEGET. Novas situações podem ser obtidas, aumentando ou diminuindo o espectro locacional. Para exemplificar, a Tabela 18 a seguir, representa a Saída Ordenada do SAEGET para uma simulação onde o custo de transporte passou de 5 US\$/tb para 5,79 US\$/tb, extraído da Tabela 17, incorporando a observação feita após a análise da Tabela 16.

Tabela 18 - Saídas Ordenadas pelo Mínimo Custo de Geração

c.2.1 - Térmica Convencional

Município	Células	Investimento (US\$/MMh)	Operação (US\$/MMh)	Custo Transm (US\$/MMh)	CUSD (R\$/MMh)	CUST (R\$/MMh)	Total (US\$/MMh)	Total (R\$/MMh)
Ribeirão Preto	101	21,65	15,29	-2,72	2,561644	0	35,24	88,11
Jaboticabal	119	21,65	16,97	-2,72	3,684932	1,027	37,78	94,46
Piracicaba	252	21,65	20,35	-2,55	1,726027	0	40,14	100,35
São José do Rio Preto	75	21,65	20,35	-2,72	2,561644	0,84	40,64	101,60
Araraquara	169	21,65	18,67	-1,10	3,239726	0,627	40,77	101,92
Avaré	299	21,65	21,98	-2,07	3,684932	0	43,03	107,58
Presidente Prudente	181	21,65	27,03	-2,72	2,561644	0,825	47,31	118,29

Neste novo arranjo, a Célula Ribeirão Preto continua apresentando maior atratividade quando comparada com as demais Células. O mesmo, contudo, não se verifica com as seguintes, cuja ordenação passou a ser bastante diferente daquela ilustrada na Tabela 15, ou seja, Piracicaba é a 3ª Célula, quando anteriormente era a 2ª (Tabela 15), e assim por diante. Quanto ao menor custo relacionado aos benefícios de

transmissão, Araraquara se apresenta como melhor opção, ao invés de Avaré como anteriormente elencada.

Uma vez determinado o local de instalação da Central térmica/cogeneradora, levantadas as quantidades de bagaço excedente, geração de energia elétrica e o custo do combustível, procedeu-se à simulação do Modelo NEWAVE para o cálculo do custo de geração médio de longo termo, tendo como base o Plano Decenal do Sistema Elétrico, divulgado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Para a análise através do NEWAVE, foram consideradas as séries históricas de vazões, mês a mês, de 1931 a 1996, o *Deck* ou Banco de Dados do Plano Decenal 2001/2010, para os Mercados Alto e de Referência, e a inserção de uma usina térmica convencional denominada UTE Ribeirão Preto Convencional flexível de 100 MW, operando durante o período da safra e considerando duas hipóteses em relação à geração térmica mínima: de 0% e de 60%.

7.3. O Modelo NEWAVE – Estrutura e Simulação

7.3.1. – Considerações Gerais

O Modelo NEWAVE ou Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados, foi desenvolvido pelo CEPEL por demanda da Eletrobrás, sendo uma ferramenta bastante utilizada quer pelo ONS, para execução do Plano Mensal de Operação – PMO, para o Planejamento de curto prazo (horizonte de 5 anos), quer pelo CCPE, como suporte para os trabalhos do Plano Decenal 2001/2010, para o Planejamento de longo prazo (horizonte acima de 10 anos). Por ser um Modelo validado pelo ONS e ainda utilizado pelo setor elétrico, não será feita uma descrição muito detalhada a respeito, pois informações complementares poderão ser obtidas através dos endereços eletrônicos (*sites*) do ONS, MAE ou MME. O que não acontece com o SAEGET, que por ter sido desenvolvido pela CESP, ainda mantém certa restrição de uso.

Basicamente, o Modelo NEWAVE considera, dentre outros, os dados de entrada para caracterização das usinas hidrelétricas, tais como: as energias afluentes, configuração

hidráulica, expansão hidráulica, geração das pequenas centrais hidrelétricas e energia das usinas submotorizadas, assim como, dados relevantes à geração termelétrica: expansão térmica, configuração térmica, classe térmica e custo do combustível. Uma de suas principais características é a integração com os múltiplos subsistemas interligados que compõem o Parque Elétrico Nacional: Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

Através da simulação do NEWAVE é que se determinam as estratégias da operação hidrotérmica de longo prazo, a representação agregada do Parque Hidrelétrico e o cálculo da política ótima de operação térmica e de deplecionamento dos reservatórios para atender a demanda, e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento. O NEWAVE, portanto, é um Modelo oficial que ajuda na análise do comportamento do custo marginal de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas de acordo com a variação do preço do combustível, fator de capacidade mínimo obrigatório e da tecnologia empregada.

Para a simulação, foram inseridos nos Bancos de Dados referente às usinas térmicas, as informações da Central elencada no estudo de caso extraído do SAEGE, assim:

➤ Dados das usinas térmicas (*Term*)

Nome do empreendimento: UTE Ribeirão Preto Convencional;

Potência: 100 MW

Fator de Capacidade Máximo: dado em %

➤ Expansão térmica (*Expt*)

Geração térmica mínima: 0 e 60 MW

Mês e ano para início de operação: Jan/2003

➤ Configuração térmica (*Conft*)

Subsistema a ser atendido: Sudeste

Situação do empreendimento: não existente

➤ Classes Térmicas (*Clast*)

Custo do combustível: dado em US\$/MWh

Com os Bancos devidamente preparados, procede-se à simulação do Modelo e, através dos Relatórios de Saída, é feita a análise do caso simulado.

7.3.2. Simulação do NEWAVE Utilizando o Plano Decenal 2001/2010 – Conceitos Básicos

A expansão da capacidade de geração de energia elétrica do País é precedida de estudos de planejamento que abrangem diferentes horizontes, tendo sempre como objetivo definir, em função de um ou mais cenários de crescimento da economia e do mercado de energia elétrica, a expansão da oferta desse energético, de forma econômica e com adequados padrões de confiabilidade e continuidade. (PDG, 2001/2010)

O Plano Decenal da Geração - PDG, é um programa indicativo, composto por empreendimentos de geração considerados em condições de atrair a iniciativa privada, e que sejam, ainda assim, projetos interessantes sob o ponto de vista sócio-ambiental e estratégico, trabalhando-se, em um horizonte que permita, se não adotar, pelo menos indicar as decisões consideradas ideais.

Em sistemas puramente térmicos, o custo de operação de cada usina depende basicamente do custo de combustível, portanto, o problema de programação da geração é definido como “*a determinação da combinação de despachos de usinas que minimizam o custo total de combustível*” (carvão, gás, óleo, biomassa, nuclear, etc.) requerido para atender a carga do sistema. (FUSP/PETROBRÁS, 2000)

Simplificando, o problema da programação da operação é resolvido pela ordenação das usinas em ordem crescente de seus custos marginais de operação, ou seja, o custo para produzir um MWh a mais de energia em uma usina (custo incremental), e o ajuste contínuo da saída da usina para acompanhar as flutuações de carga. Embora o problema de programação da operação real seja mais complexo devido a fatores, como: perdas, restrições de transmissão, custos de partida das unidades de geração, taxa de rampa de carga, etc.

Como citado anteriormente, ao contrário dos sistemas puramente térmicos, as características do sistema de geração no Brasil, exige que a operação das usinas

hidrelétricas seja coordenada de maneira a otimizar a produtividade das usinas situadas na mesma bacia hidrográfica. Também é exigido que a operação das usinas térmicas seja feita num contexto sistêmico que leva em consideração a energia armazenada nos reservatórios e a tendência hidrológica no futuro. Desta forma, o estudo foi baseado na série hidrológica de 1931 a 1996.

Essas variáveis é que são consideradas pelo NEWAVE no despacho das usinas térmicas e na determinação dos intercâmbios entre os subsistemas.

Com relação ao nível de acionamento ou despacho médio de uma usina térmica, uma das mais importantes características operativas para a avaliação de qualquer projeto termelétrico é a determinação do Fator de Capacidade⁽²³⁾. Os aspectos determinantes que influenciam o fator de capacidade médio de uma usina termelétrica, são:

- Fator de capacidade mínimo obrigatório - este fator está vinculado ao tipo de contrato de fornecimento de combustível (em geral *take-or-pay* no caso do gás natural) e/ou à restrições técnicas operativas da usina.
- Modo de operação da usina no sistema interligado - as usinas térmicas operam em complementação térmica, ou seja, só são acionadas, em geral, no período hidrológico desfavorável (período seco), quando o armazenamento nos reservatórios se torna reduzido e as chances de um racionamento se amplificam, e/ou em complementação da potência no horário de ponta, quando há um consumo elevado, não previsto, neste horário.
- A natureza peculiar do sistema de geração de energia elétrica brasileiro que é basicamente hidrelétrico e, portanto, a capacidade de produção do sistema hidrelétrico, depende essencialmente da natureza estocástica das vazões afluentes aos reservatórios. (FUSP/PETROBRÁS, 2000)
- Tipo de tecnologia (que define o rendimento) e preço do combustível - estes parâmetros interferem no custo operacional e conseqüentemente no fator de capacidade médio.

⁽²³⁾ Fator de Capacidade: reflete a disponibilidade energética real de uma termelétrica. Está vinculado apenas às restrições físico-operativas como as paradas forçadas e as paradas programadas. [FC = (Geração média em um período)/(Geração Máxima possível nesse mesmo período)]

Outro aspecto relevante é com relação à competitividade econômica das opções de geração termelétrica que está intimamente associada ao custo do insumo básico de produção, representado pelo combustível.

A análise efetuada para o caso da Central térmica/cogedora a bagaço, levou em consideração a disponibilidade de bagaço e seu custo para o cálculo do custo marginal de operação e o custo da energia, que são apresentados graficamente a seguir, considerando os dois Mercados extraídos do Plano Decenal. Destaca-se também o comportamento dos custos marginais de curto prazo do sistema, e o desempenho operacional e econômico da Central térmica/cogedora estudada, enfatizando-se que para melhor quantificar o desempenho energético da usina de cogeração, foram levadas em consideração para esse tipo de análise, as situações **com** e **sem** a sazonalidade do combustível.

7.3.3. – Resultados da Simulação para o Cenário de Mercado Alto

A Figura 19 a seguir, apresenta o risco de déficit de energia construído a partir da simulação do NEWAVE, e de acordo com os Procedimentos de Rede do ONS, para o Mercado Alto. Os riscos apresentados representam a probabilidade de ocorrer um déficit de energia superior a 5% da carga total. Este patamar de referência é um critério adotado pelos antigos organismos colegiados (GCOI e GCPS citados em 7.1), e ainda considerado como paradigma de desempenho do Sistema Interligado pelo CCPE ao executar a atividade de Planejamento.

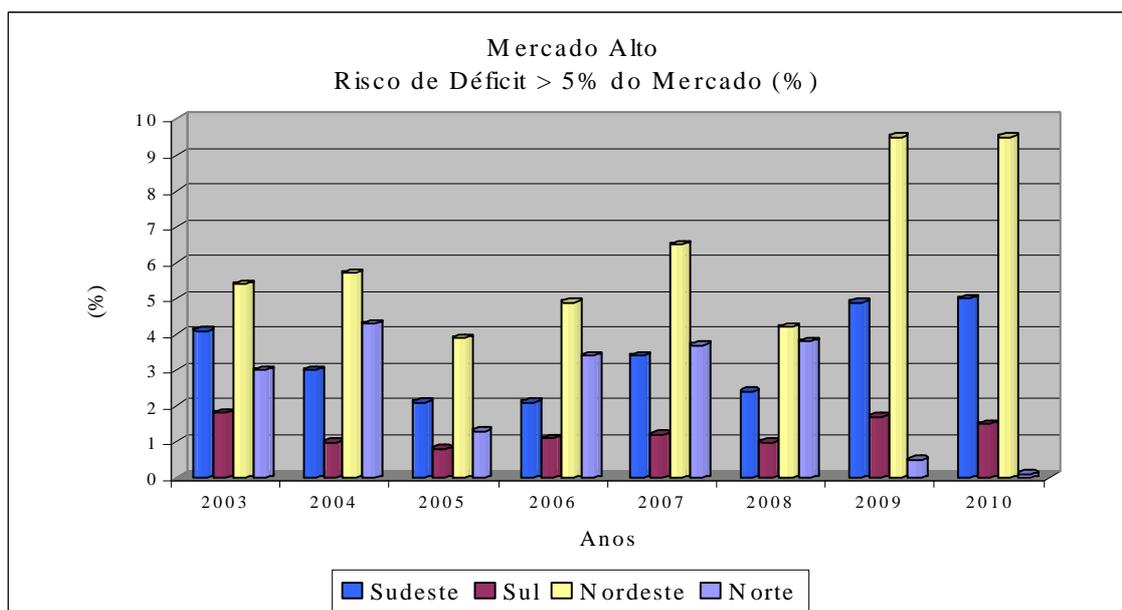


FIGURA 19 – Risco de Déficit - Mercado Alto

Ao se analisar a Figura 19, observa-se que o risco de déficit na região Sudeste, objeto deste estudo, apresenta-se mais elevado em 2003 do que em 2004, possivelmente como uma consequência do comissionamento de novas usinas no sistema de geração em 2004, conforme cronograma de entrada em operação das unidades geradoras indicado pelo Programa Prioritário de Termelétricas⁽²⁴⁾.

a.1) Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação

Com o intuito de se analisar o comportamento funcional de uma usina térmica a bagaço de cana e operando em regime de cogeração em função do tempo, para uma dada série de vazões afluentes ao sistema hidráulico (1931 a 1996), foram realizadas simulações considerando a seqüência natural das vazões afluentes, registradas e estatisticamente tratadas, de maneira a eliminar erros grosseiros de medição/registo, para uma configuração futura do sistema, prevista para o ano de 2007 (horizonte de 5 anos a frente).

⁽²⁴⁾ Não se pode comparar a situação ilustrada para 2003/2004 com a situação que agora se projeta para este mesmo período, caracterizado por uma "sobre oferta" no sistema, posto que a situação simulada advém das premissas do Plano Decenal 2001/2010, em que não se contemplava a excepcional redução do mercado consumidor pós-acionamento, lembrando-se que hoje se está registrando um nível de consumo, no patamar correspondente ao ano de 1999. O estudo de caso, por conseguinte, visualizou um conjunto de premissas, principalmente com relação ao mercado, muito mais otimista.

Este tipo de simulação tem como objetivo evidenciar diferentes regimes de despacho que uma usina térmica ou, no caso estudado, Central térmica/cogeneradora a bagaço de cana, pode exibir de acordo com o balanço carga/geração do sistema, refletido pelo custo marginal de curto prazo, no momento em que o despacho econômico é definido. Os resultados que serão apresentados nas Figuras 20 a 22 a seguir, foram obtidos para um fator de capacidade mínimo obrigatório⁽²⁵⁾ GTMIN de 0% e, nas Figuras 23 e 24, para um fator de capacidade mínimo escolhido de 60%.

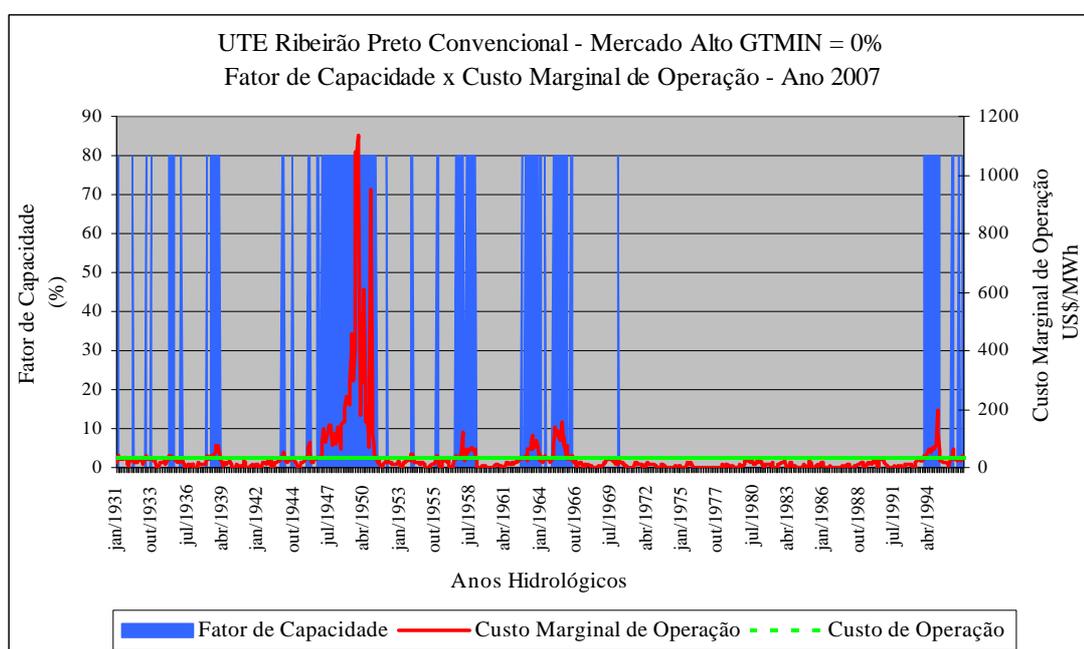


FIGURA 20 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado Alto GTMIN = 0%

É importante frisar que no âmbito das simulações prospectivas iniciais, assumiu-se uma disponibilidade regularizada de bagaço de cana para acionamento da usina térmica, ou seja, assumiu-se que poderia haver estocagem de bagaço suficiente para garantir a produção de energia elétrica mesmo fora do período da entre-safra. Uma análise do desempenho da central geradora com condicionamento da operação sazonal, acompanhando o ritmo de safra/entre safra, será apresentada no item 7.3.5.

⁽²⁵⁾ Fator de Capacidade Mínimo Obrigatório: este fator está vinculado ao tipo de contrato de fornecimento de combustível (em geral "take-or-pay"), e/ou às restrições técnicas operativas da usina, nesse último caso, exatamente a restrição ao se considerar o caso da cogeração (condicionamento de produção de vapor que, por sua vez, dependendo da tecnologia em uso: turbinas a bagaço gaseificado, por exemplo), pode impor um nível de geração mínima que independe do sinal econômico para despacho, proveniente do sistema elétrico.

Para permitir uma visão mais detalhada do que ocorre em termos do despacho da usina, quando há uma mudança nas vazões afluentes, as Figuras a seguir ilustram a mesma informação, embora considerando separadamente um período hidrológico seco e um período hidrológico médio, uma vez que para os períodos úmidos como por exemplo os anos de 1982 a 1988, conforme demonstrado no Gráfico da Figura 20, a usina é mantida desligada.

Outro tipo de análise que pode ser feito através desta primeira figura, é quanto a elevada variância do custo marginal de curto prazo, em cada mês da simulação, caracterizando uma extrema volatilidade que está diretamente relacionada à disponibilidade de geração hidráulica e sua variação ao longo do tempo. A média de valores do custo marginal resulta da combinação de um grande número de cenários hidrológicos em que os valores resultantes são relativamente reduzidos, ou seja, condição hidrológica favorável, ou período úmido, que caracteriza a maioria das amostras, com um número muito reduzido de cenários em que os valores resultantes são muito elevados, caracterizado pelo período hidrológico seco. Por conta desse comportamento, a distribuição de frequência do custo marginal de operação é muito assimétrica e exibe reduzida volatilidade a curto prazo, as condições dos reservatório não se alteram em semanas, pelo menos no Sudeste, devido à elevada capacidade de armazenamento, assim como, a grande volatilidade a médio prazo, posto que em poucos meses o custo marginal pode oscilar de zero ao custo do déficit, algo em torno de R\$ 2.000,00/MWh, no patamar correspondente aos cortes mais profundos.

Tanto neste caso como nos seqüenciais, ilustrados através das Figuras que representam as simulações dos Mercados Alto e de Referência, observa-se que o despacho da Central térmica/cogeneradora é determinado em função do custo marginal de operação (critério de racionalidade econômica)⁽²⁶⁾, ou seja, quando o custo marginal de operação supera o custo de operação, a usina é despachada, caso contrário, a usina não o será. Embora esta observação sirva para todos os casos, deve-se respeitar apenas o período hidrológico referendado em cada uma das

⁽²⁶⁾ Apesar de se reconhecer que uma planta de cogeração normalmente não é "centralmente" despachada, isto é, seu despacho não obedece a um comando do Operador Nacional do Sistema, assume-se que o agente irá operar com racionalidade econômica, implicando em que nas situações em que o preço do mercado de curto prazo superar seu custo variável de operação, a planta é despachada e, na situação de custo variável de operação superior ao preço do MAE ("Spot"), é mais sensato paralisar a geração de energia, pelo menos a excedente, que supere a restrição de geração mínima. Note-se que este raciocínio é válido quer a planta de cogeração tenha assumido contratos de entrega de energia ou não, posto que quando o custo de operação supera o preço MAE é preferível adquirir energia no "Spot" para atender o contrato, do que gerar na própria planta e incorrer no custo de combustível.

ilustrações, que tornará mais ou menos atraente a operação da respectiva usina ao longo do ano.

Com o propósito de analisar o comportamento da central em questão em função do tempo, simulações para uma seqüência histórica de vazões, registradas e estatisticamente tratadas, foram realizadas considerando a configuração do sistema para o ano de 2007, como citado anteriormente. O objetivo destas simulações é mostrar através das Figuras a seguir, as diferenças no regime de despacho que esta central pode apresentar de acordo com o fator de capacidade adotado e a média do custo marginal de operação.

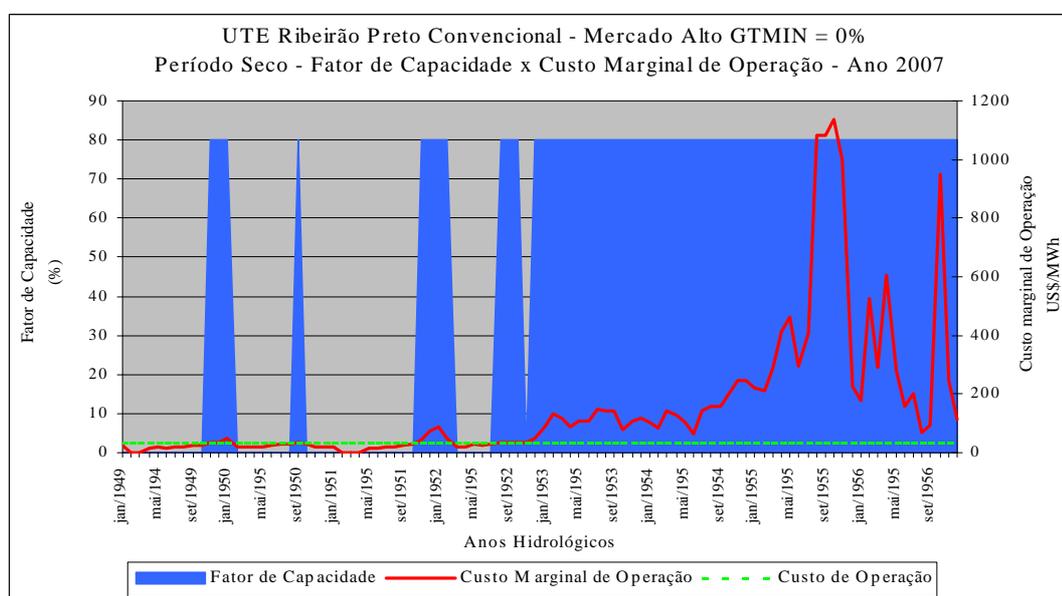


FIGURA 21 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado Alto Período Seco - GTMIN = 0%

Ao se analisar a Figura acima pode-se notar que, como era esperado, durante anos secos a usina é despachada na sua capacidade máxima na maior parte do tempo, enquanto que, em períodos hidrológicos favoráveis a usina não é despachada.

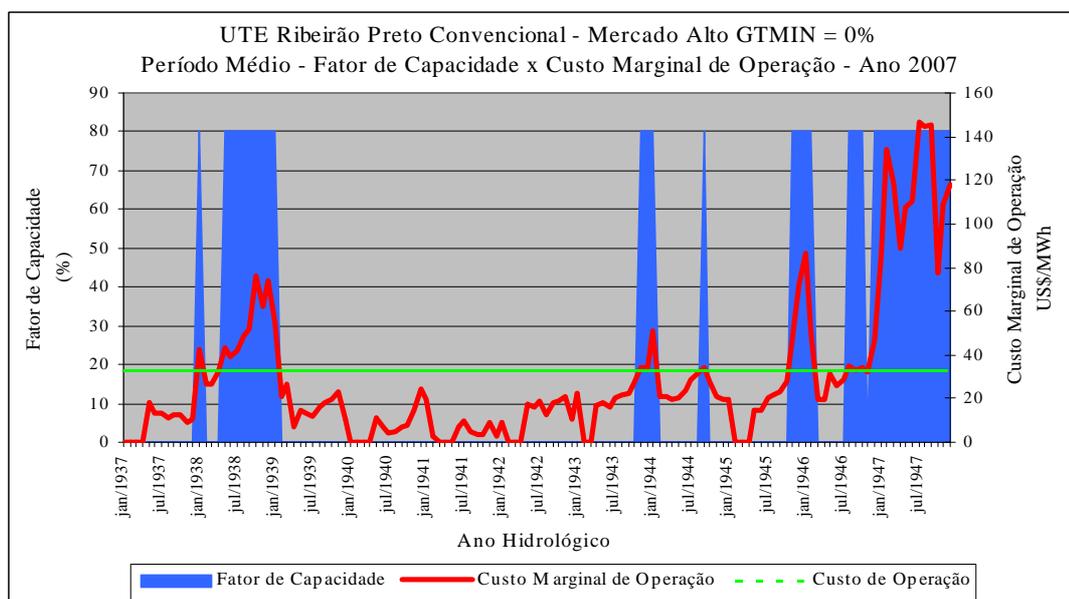


FIGURA 22 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto Período Médio - GTMIN = 0%

Estas grandes variações no regime de operação leva a definição, no Brasil, da energia considerada “firme” das usinas hidrelétricas e termelétricas, como um parâmetro para a contratação da energia produzida, uma vez que a geração física é um parâmetro extremamente variável no tempo e apresenta um comportamento errático. Note-se que, quando a usina não é despachada, o atendimento ao contrato é feito adquirindo-se energia no mercado de curto prazo (MAE), que representa a energia secundária hidrelétrica ofertada a preço reduzido, sendo que, nesse caso, o produtor térmico paga o preço “Spot” pela energia e economiza o custo variável de operação, normalmente condicionado pelo preço do combustível.

Concluindo, a operação de uma usina termelétrica sob o ponto de vista de complementação térmica, opera como uma espécie de “seguro” para o sistema, conforme citado em 7.1.2, sendo valorizada pelo que esta usina pode produzir no modo de operação na base e não na sua produção física ao longo do tempo.

Considerando-se o mesmo raciocínio, as Figuras 23 e 24 apresentadas na seqüência, ilustram as simulações para o fator de capacidade mínimo de 60%, para o mesmo Mercado Alto. Para facilitar a análise, são ilustrados para este caso apenas os períodos seco e úmido.

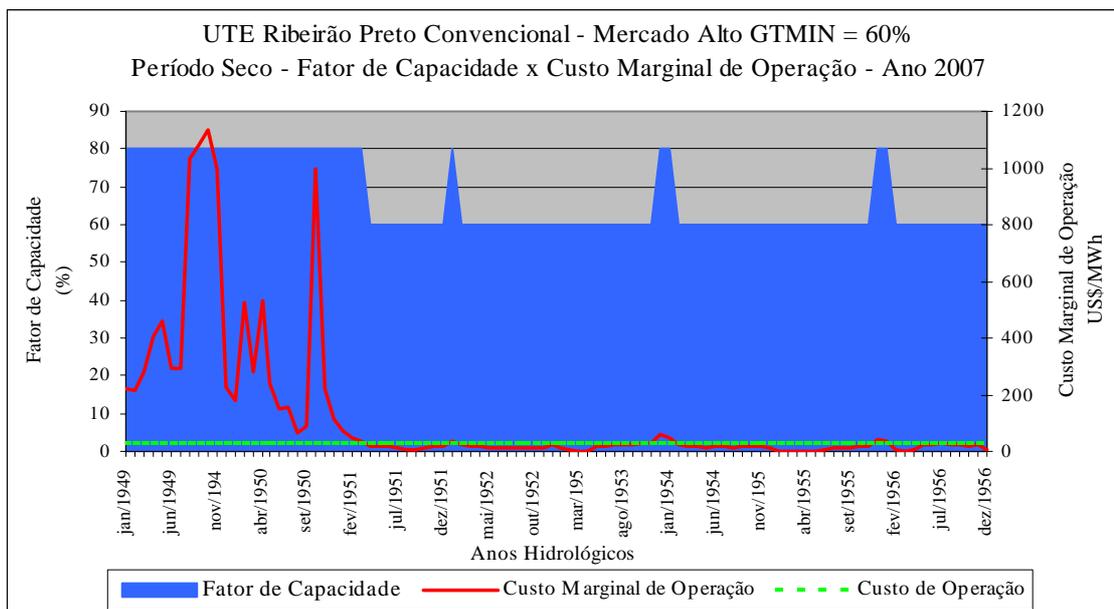


FIGURA 23 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto
Período Seco - GTMIN = 60%

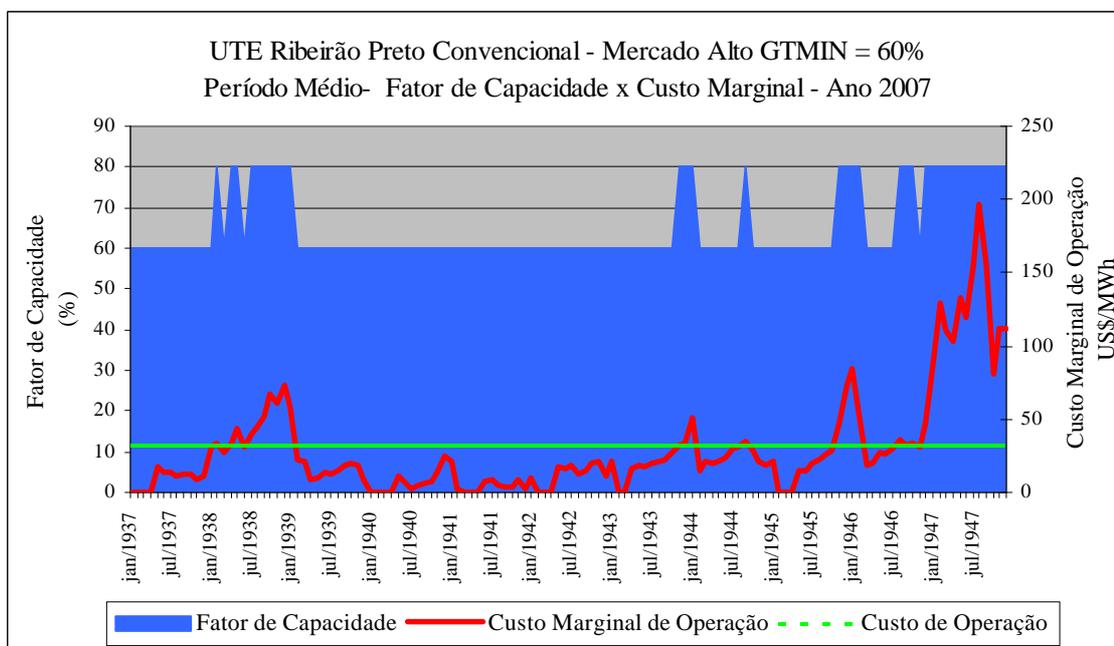


FIGURA 24 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação - Mercado Alto
Período Médio - GTMIN = 60%

a.2) Geração de Energia Esperada

As Figuras 25, 25.a, e 25.b, a seguir, ilustram a geração de energia esperada, assim como, o custo marginal de curto prazo esperado ou custo marginal médio de curto prazo, da UTE Ribeirão Preto Convencional para o Mercado Alto.

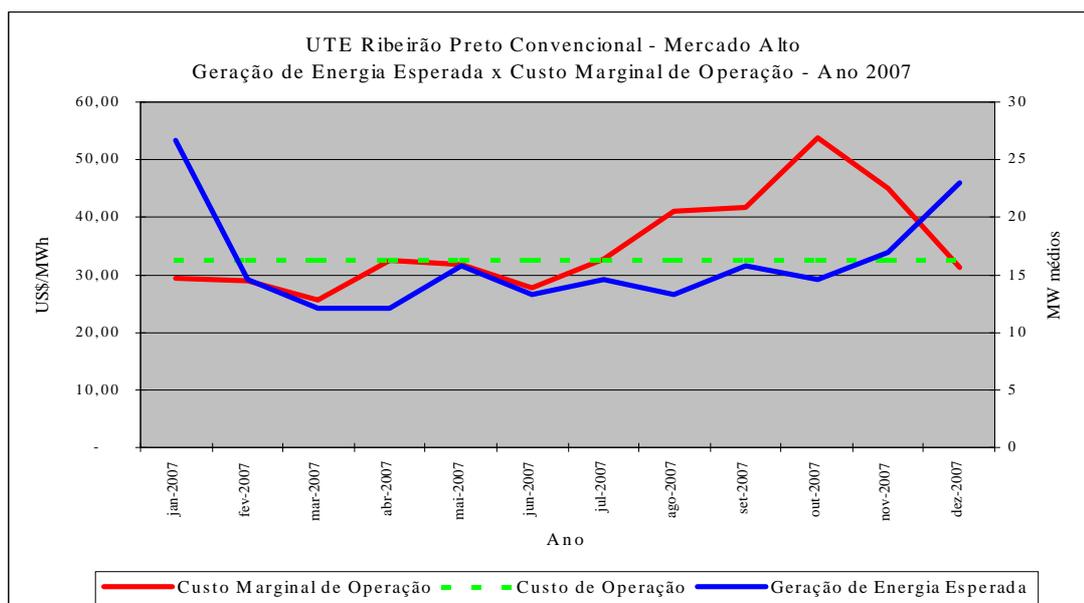


FIGURA 25 – Geração de Energia Esperada x Custo Marginal de Operação para o Mercado Alto – GTMIN = 0%

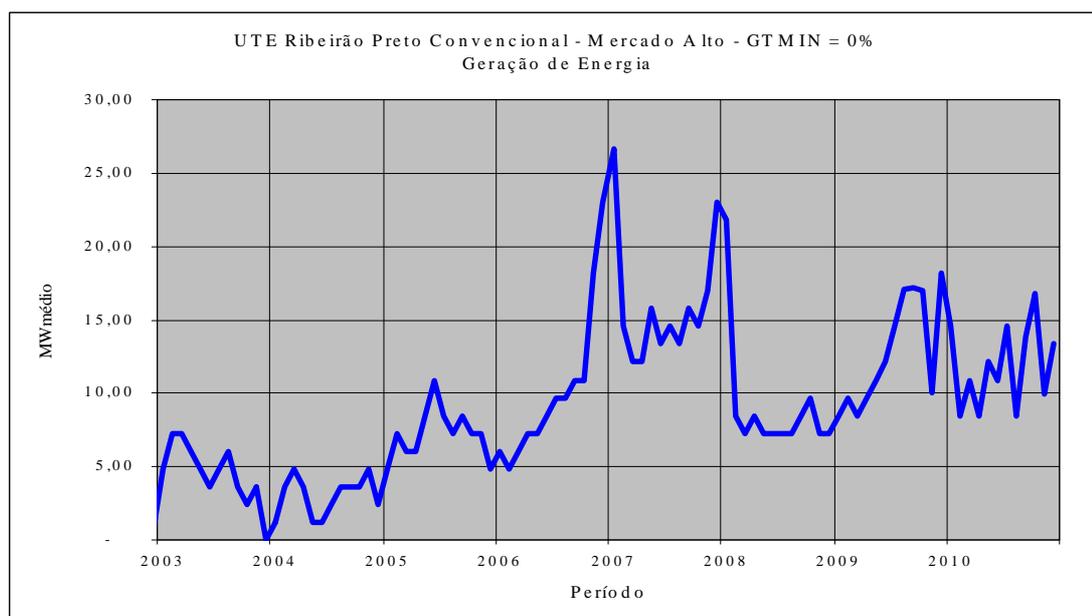


FIGURA 25.a – Geração de Energia Esperada

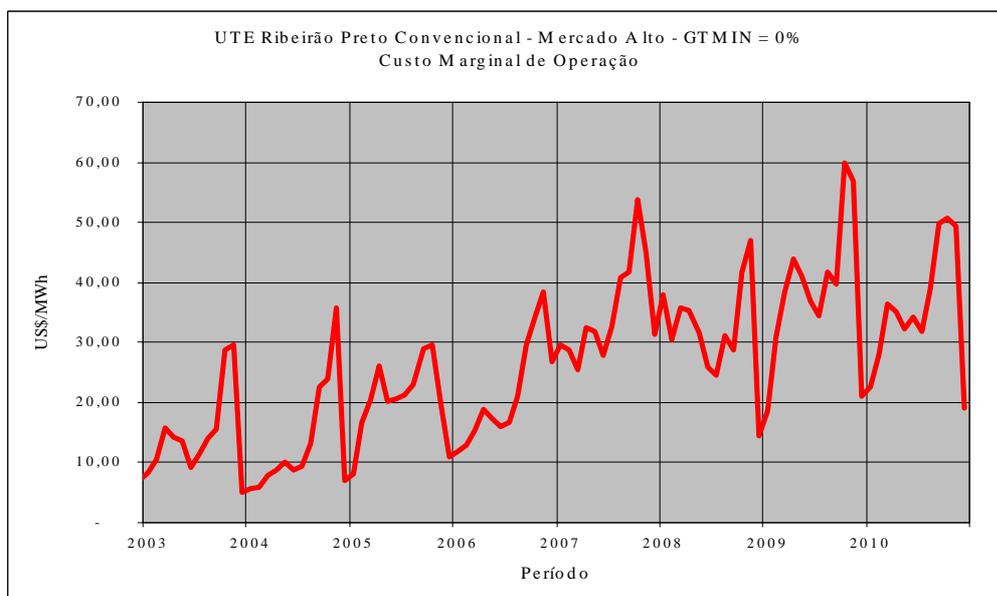


FIGURA 25.b – Custo Marginal Médio de Operação para GTMIN = 0%

A Figura 25, ilustra o comportamento para o ano de 2007, da expectativa de geração de energia em relação ao custo marginal médio de operação, tendo como referência, o custo de operação da Central térmica/cogeneradora. Já as Figuras 25.a, e 25.b, por sua vez, ilustram, respectivamente, a geração de energia esperada e o custo marginal médio de operação para o período simulado de 7 anos, a saber, 2003 a 2010. Com isto, pode-se observar com mais clareza como será a expectativa do desempenho dessa usina para o ano de 2007, ao se fazer a comparação entre os gráficos.

Assim, a geração de energia esperada em Janeiro de 2007, é mais elevada do que em Março do mesmo ano, o mesmo se observando com relação aos custos marginais médios dos respectivos meses. Desta forma, a usina é despachada, pois seu despacho está atrelado à variação do custo marginal de operação. Por outro lado, ao se comparar os gráficos entre si, observa-se que estes valores se apresentam elevados em Janeiro porque, provavelmente, o sistema deve estar se recuperando, ou seja, deve estar ocorrendo o enchimento dos reservatórios, por se tratar de um mês dentro do período hidrológico úmido e que se seguiu a um período de custo marginal elevado. Isto fica mais claro à medida que se analisa a Figura 25.a. Nesta Figura, pode-se observar o que vinha acontecendo no final de 2006, quando houve um significativo aumento do custo marginal de operação, sinalizando que o sistema

evolui para uma situação de maior “*stress*”, com provável esgotamento dos reservatórios ao final do período seco deste ano. Nesta fase, as usinas termelétricas despacham de modo intenso, começando a reduzir o acionamento somente após Janeiro de 2007.

Complementando, embora pareça um pouco estranho o comportamento do Gráfico ilustrado pela Figura 25, o custo marginal de operação, em média, cai em relação à série hidrológica analisada, enquanto o despacho sobe. Isto se explica porque, no NEWAVE, a ponderação estatística é feita pela média dos valores. Assim, “na média”, o custo marginal decresce de Novembro a Dezembro, enquanto o despacho cresce nestes meses. Dependendo das considerações feitas no início da simulação com o NEWAVE, os resultados gráficos finais podem ser totalmente diferentes em função das transições onde o custo marginal cresce individualmente.

Outro aspecto que deve ser analisado, é quanto ao comportamento do custo marginal, ou melhor, o que influencia o custo marginal de operação. O custo marginal é afetado pelo balanço oferta/demanda do sistema, sendo mais alto quanto mais elevado for o risco de racionamento, por exemplo. Quando o sistema experimenta um período úmido, com altas afluências de energia, o custo marginal tende a ser reduzido. O efeito “estrutural” pode ser observado na Figura 25.b, onde está evidenciada uma tendência de elevação consistente dos preços no “*Spot*” quando se transita de 2006 para 2007 em diante. Este fato reflete que a preocupação com o ajuste do sistema, na elaboração do Plano Decenal 2001/2010, foi maior na primeira metade da década do que na segunda. Desse modo, de 2007 para frente o mercado continua crescendo sem um compatível aumento da oferta, conforme se pode confirmar visualizando a Figura 19, que exhibe riscos de déficit médios sistematicamente maiores de 2007 até o final do horizonte de análise.

Para uma avaliação das receitas no Mercado “*Spot*”, as variações do custo marginal entre meses caracterizados por hidrologias distintas é mais importante do que as oscilações diárias entre os horários de ponta e fora de ponta.

Isto significa que o cálculo da receita baseado apenas em valores médios mensais são suficientemente precisos, sem ganhos apreciáveis na qualidade dos resultados quando se usa o custo marginal desagregado em função dos patamares da curva de

carga. No entanto, cumpre frisar que mesmo durante condições hidrológicas favoráveis, a usina pode vir a ser despachada para cobrir a ponta de carga, tendo como condição os valores mais altos alcançados pelo custo marginal no horário de demanda máxima, “Spot”, quando comparado com o custo de operação da usina.

7.3.4. – Resultados da Simulação para o Cenário de Referência

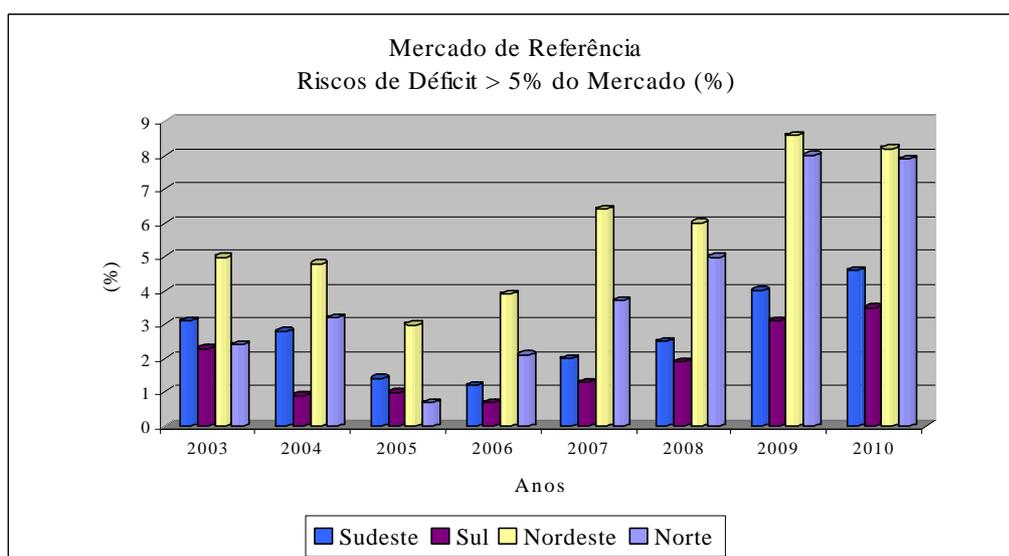


FIGURA 26 –Risco de Déficit - Mercado de Referência

Ao se analisar a Figura 26, observa-se que o risco de déficit na região Sudeste, quando se considera o Mercado de Referência, não difere muito daquele analisado para o Mercado Alto sendo que, no atual caso, esse risco se apresenta ligeiramente acima em 2003 do que em 2004, que, por sua vez, é sensivelmente alto em relação a 2005, refletindo, possivelmente, o comissionamento das usinas no parque gerador. Da mesma forma, foi considerada a probabilidade da ocorrência de risco de déficit superior a 5% da carga total.

b.1) Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação

Da mesma forma como foi apresentado no item a.1, as Figuras a seguir ilustram as informações condizentes à simulação onde diferentes regimes de despacho podem ser exibidos de acordo com o nível de carga, quando o despacho econômico é

definido. Dessa forma, as mesmas considerações poderão ser feitas ao se analisar o fator de capacidade mínimo obrigatório de 0% através das Figuras 27 a 29, e o fator de capacidade escolhido de 60%, nas Figuras 30 e 31.

Assim sendo, para o Fator de Capacidade = 0%, teremos:

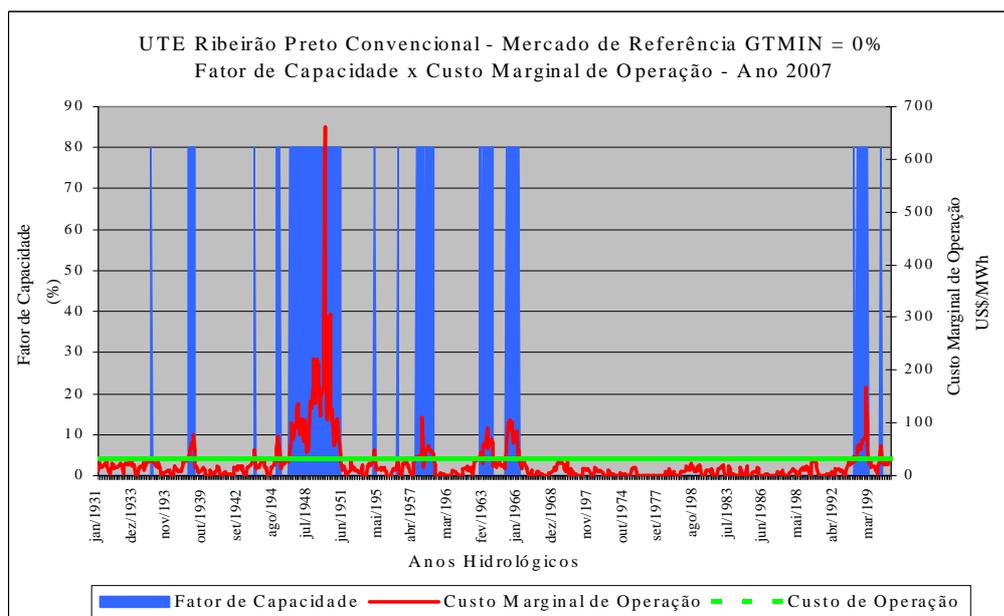


FIGURA 27 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - GTMIN = 0%

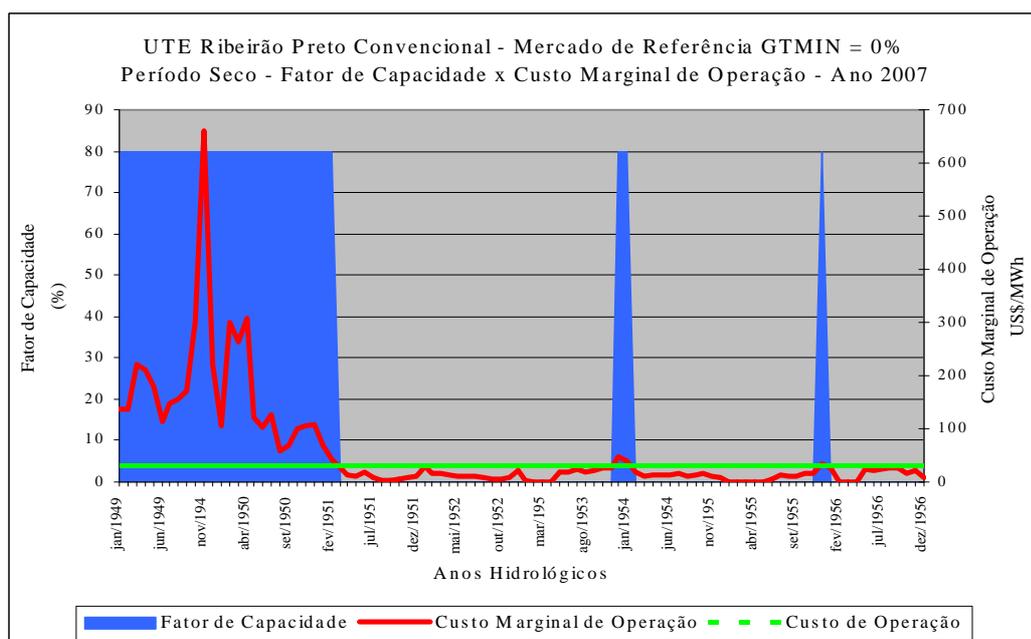


FIGURA 28 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência – Período Seco - GTMIN = 0%

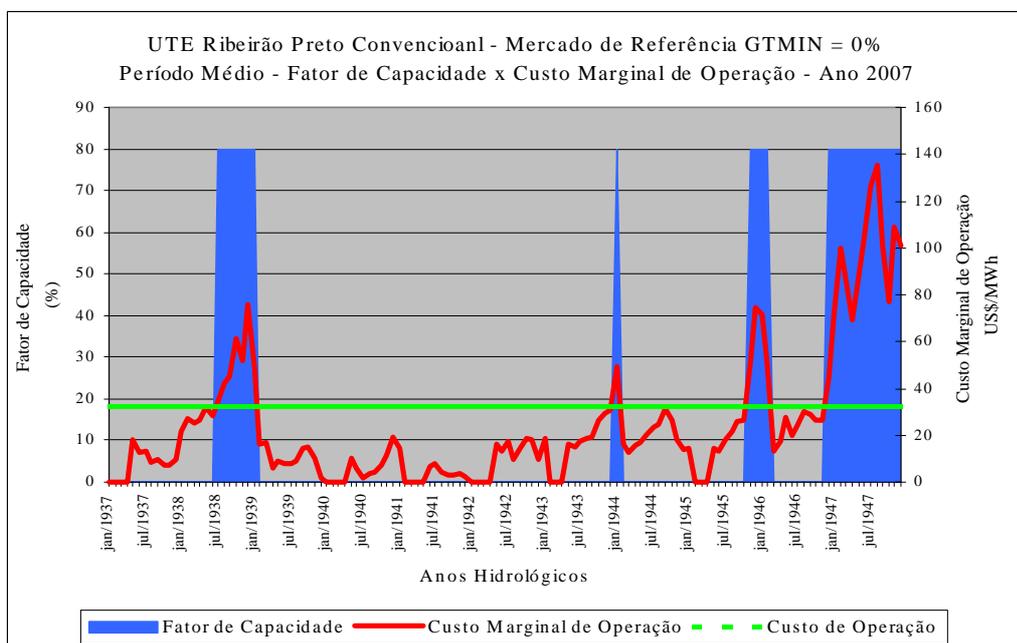


FIGURA 29 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Médio - GTMIN = 0%

Sendo para o Fator de Capacidade = 60%:

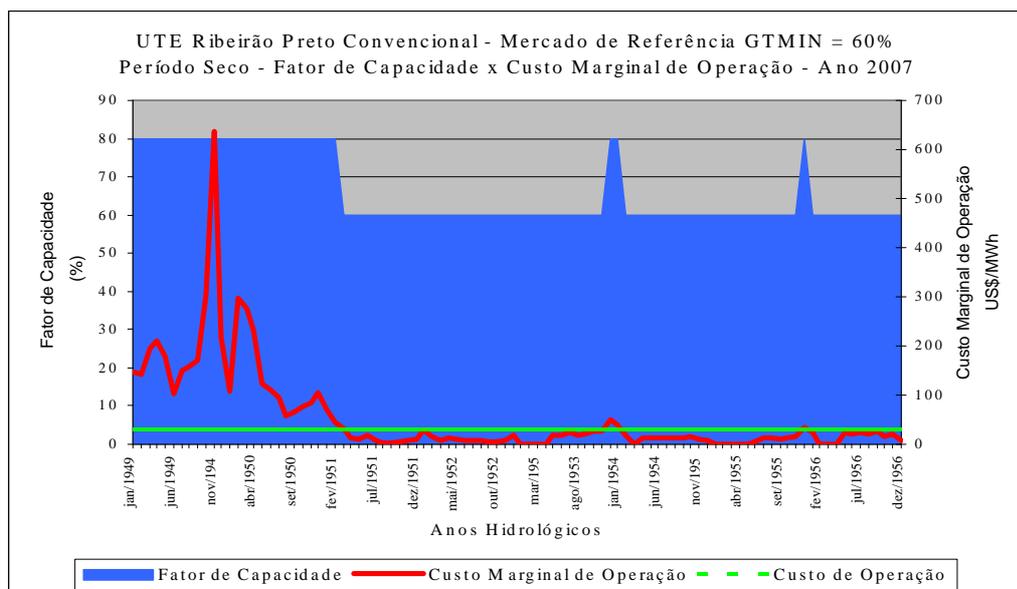


FIGURA 30 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Seco - GTMIN = 60%

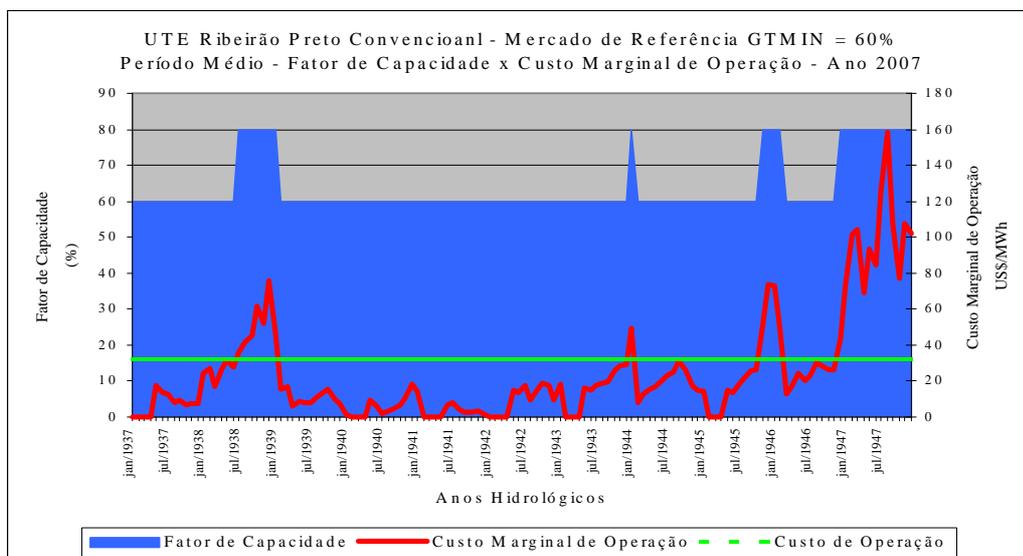


FIGURA 31 – Fator de Capacidade x Custo Marginal de Operação – Mercado de Referência - Período Médio - GTMIN = 60%

b.2) Geração de Energia Esperada

Também neste caso, as considerações feitas no item a.2 acima, se aplicam à Figura 32, 32.a, e 32.b.

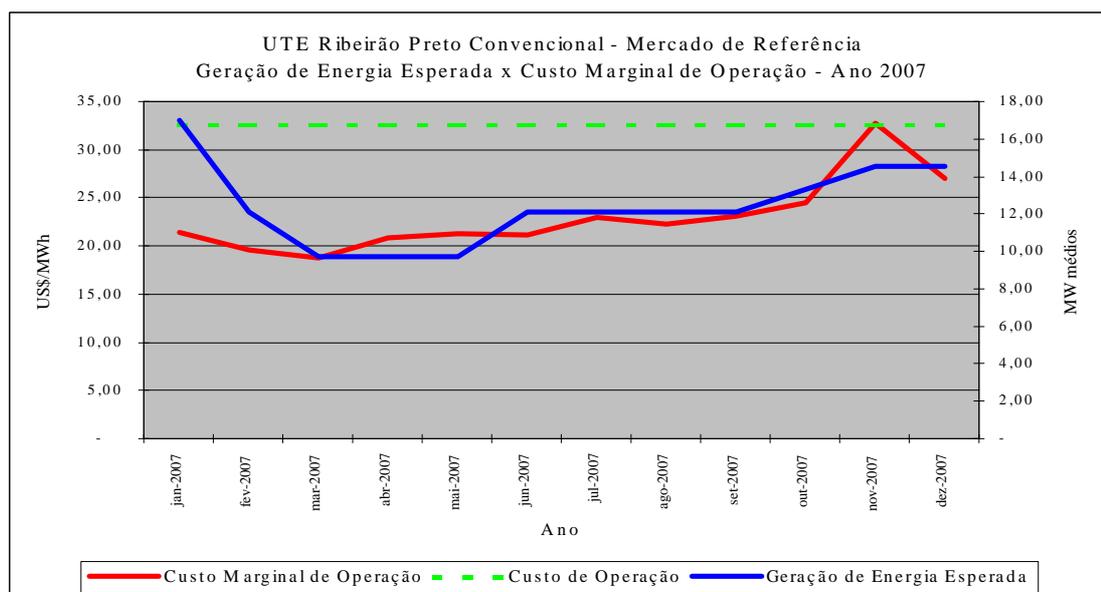


FIGURA 32 – Geração de Energia Esperada x Custo Marginal de Operação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%

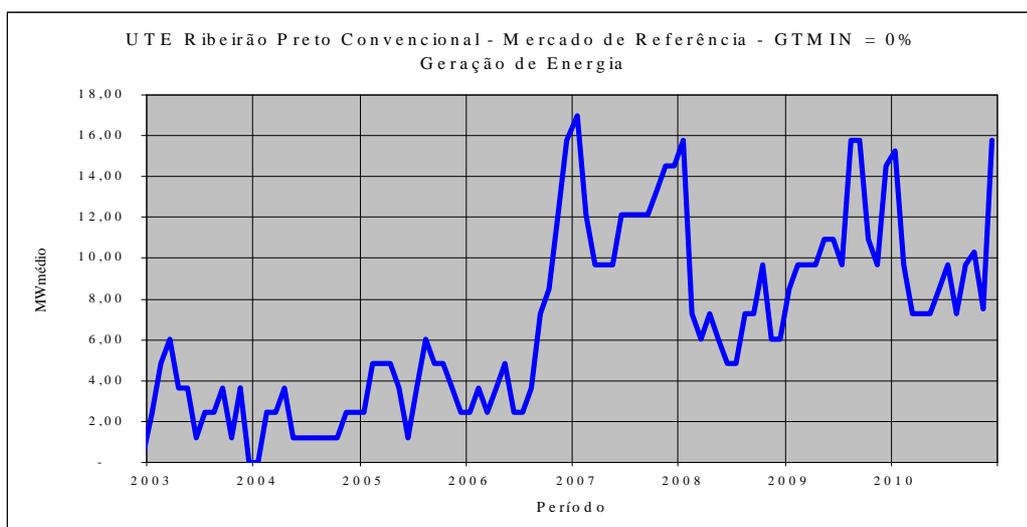


FIGURA 32.a – Geração de Energia Esperada

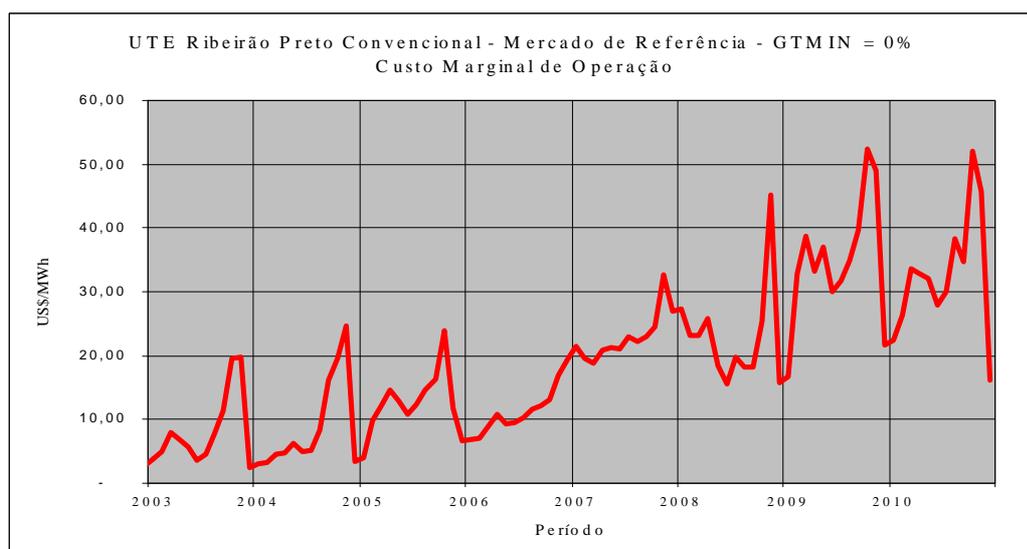


FIGURA 32.b – Custo Marginal Médio de Operação

Concluindo, ao se analisar as Figuras apresentadas neste Capítulo, observa-se que as usinas térmicas tem um custo de geração máximo ou “Cap”. Isto ocorre porque a pior situação em termos de custo de geração se refere à operação na base. Para preços “Spot” mais baixos, que o custo variável de operação, a usina reduz a geração física e adquire energia no curto prazo para atender a seus contratos. A usina, portanto, aproveita, nos períodos em que o seu custo de geração é inferior ao custo marginal de operação de curto prazo, para economizar combustível e efetuar uma compra de

energia no Mercado “*Spot*”. O NEWAVE, portanto, é utilizado para orientar a negociação dos contratos de combustível, no caso de uma UTE convencional. No caso da cogeração, conforme se ilustrará no próximo tópico, as curvas de despacho são guias para se definir o custo médio de operação da usina e, a partir daí, negociar os contratos. Dificilmente, os contratos permitirão um patamar de produção mínima obrigatória de 0%, uma vez que quase sempre haverá, como no caso do bagaço, uma quantidade mínima relevante a ser produzida no período da safra, para atender às necessidades de vapor da unidade industrial. Claro está, por tudo quanto já se discorreu sobre a lógica da operação termelétrica quando integrada a um sistema hidráulico, que quanto mais flexível for a operação da usina, melhor, desde que os contratos de combustível sejam bem negociados para se evitar preços absurdos de compra, ou que as restrições provenientes dos processos industriais sejam preservadas, no caso específico da cogeração. As alternativas voltadas à estocagem de bagaço e à utilização de palhas e pontas, pode vir a ser uma alternativa interessante para permitir uma produção da eletricidade ao longo de todo o ano, “regularizando” a tradicional operação sazonal de usinas termelétricas de cogeração no setor sucroalcooleiro .

7.3.5. – Análise da Operação Sazonal

Nesse item, objetiva-se analisar a operação sazonal da usina de cogeração, isto é, o impacto no desempenho energético da unidade quando a disponibilidade de combustível, no caso o bagaço de cana, é limitada somente ao período de safra. Do ponto de vista dos custos marginais do sistema, face ao pequeno porte da usina simulada quando comparada com o sistema interligado, pode-se afirmar que a influência da presença ou não dessa específica usina na configuração do sistema, ou sua modalidade de operação, é praticamente desprezível, uma vez que a usina é marginal em relação ao sistema.

Quanto aos resultados do desempenho energético, considerando o exposto no parágrafo anterior, isto é, que os preços “*Spot*” para uma dada série hidrológica, são os mesmos seja para operação o ano todo, seja para operação sazonal, pode-se inferir imediatamente os resultados para a operação sazonal a partir dos resultados da

operação com regularização da disponibilidade de combustível. De fato, basta fazer a produção se anular no período de entre-safra e manter os mesmos despachos no período de safra, já que nesse período os custos marginais são os mesmos que antes e os custos variáveis da usina de cogeração também, assumindo-se preço do combustível inalterado nos dois casos. A Figura 33 que se segue, ilustra a produção da usina, em termos mensais médios, para o ano de 2007, considerando restrição de despacho mínimo igual a 60% da capacidade da usina.

O se pode observar da análise da Figura 33, é que, este tipo de central permite uma operação na entre-safra por acúmulo de bagaço de cana, uma vez que, durante este período, a central não consome vapor de processo e todo o vapor produzido nas caldeiras pode ser expandido até a pressão do condensador, aumentando a potência gerada. (COELHO, 1999)

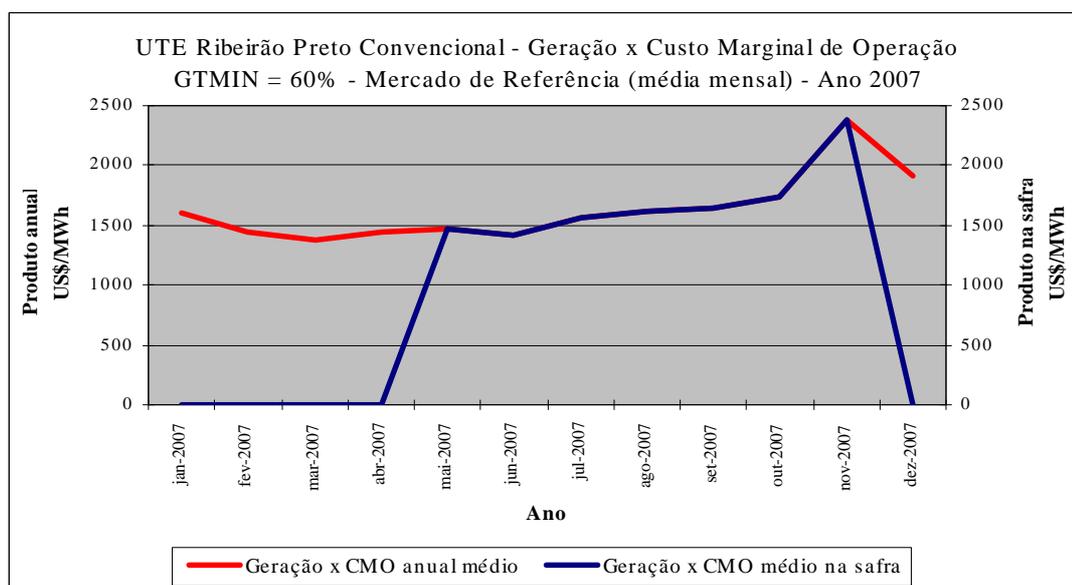


FIGURA 33 –Produção da Usina nos Períodos de Safra e Entre-Safra

7.4. Breve Análise da melhor Estratégia de Contratação

7.4.1. – Premissas Básicas

Para a análise apresentada a seguir, faz-se necessária a revisão de algumas premissas consideradas ao longo deste estudo de caso e que nortearão as acertivas a serem estabelecidas no presente item.

A Central térmica/cogedora denominada UTE Ribeirão Preto Convencional, gera energia durante o período de safra que coincide com o período seco do ano onde, com freqüência, os preços praticados pelo Mercado “*Spot*” são mais altos.

Baseando-se, portanto, no exposto no item 3.2.1.1, este tipo de cogedor pode comercializar sua energia da seguinte forma: (RAMOS, 2002)

➤ Vender contratos de “seguro ou hedge” para geradores hidráulicos.

Nesse caso, a idéia é de que o agente cogedor deixe parte relevante de sua energia sem respaldo de contratos bilaterais com agentes consumidores, comprometendo-se – via contrato bilateral com agente gerador hidráulico – a entregar sua receita de “*Spot*” a este gerador, nas situações em que a hidrologia seja adversa e que, mesmo após realocação dos créditos da geração hidrelétrica no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, a produção não atinja o montante contratado. Note-se que em tal situação, o agente gerador provavelmente estará sujeito a uma exposição importante ao preço do MAE, pois quando a geração hidráulica se reduz de modo significativo, o preço do mercado de curto prazo se eleva a patamares muito altos. Como contra-partida ao cogedor, o agente hidrelétrico pode garantir o pagamento de um montante fixo, independente da produção física da usina de cogeração, ou então se comprometer a entregar – via contrato bilateral financeiro – os créditos de energia secundária obtidos no MRE nas situações hidrologicamente favoráveis, a um preço fixo e bastante baixo, por exemplo, ao preço “*Spot*” mínimo de 4,00 R\$/MWh, de tal forma a minimizar o custo de atendimento à parcela da energia de cogeração

contratada com consumidores finais. Esta modalidade caracteriza um contrato de “*Swap*”⁽²⁷⁾ entre os agentes envolvidos.

- **Vender diretamente a uma distribuidora, que terá de adquirir contratos de geradores hidráulicos com fator de sazonalidade elevado no início do ano, para compor a sazonalidade de seu mercado.**

Nesse caso, o cogedor pode tirar proveito de sua energia sazonal, que é produzida nos momentos em que a energia do “*Spot*” vale mais (período seco do ano), e vender toda sua produção a uma distribuidora, que por ter normalmente um mercado de porte a ser atendido, tem um “portfólio” de contratos de suprimento, que pode ser composto para acomodar a energia de cogeração e ainda satisfazer os requisitos de sazonalidade e modulação de seu próprio mercado.

- **Vender a consumidor livre, se adquirir energia complementar de um gerador hidráulico ou uma comercializadora.**

Nesse caso a composição segue a idéia anterior, porém é mais difícil de ser concretizada devido ao porte do consumo a ser atendido, onde provavelmente a cogeração poderá significar parcela muito importante, tornando quase impossível acomodar a energia sazonal em situação financeiramente vantajosa para ambos: gerador e consumidor. Todavia, para alguns consumidores de grande porte e dispendo de geração própria, este tipo de negociação pode ser viável.

- **Vender diretamente a uma Comercializadora que faz um “mix” e pode atender a sazonalidade desejada pelo cliente.**

Este caso é em tudo semelhante ao de venda a uma distribuidora, com a diferença de que o “mix” de preço e de sazonalidade passa a ser feito através do “portfólio” de contratos da comercializadora, que depois poderá ofertar energia com preço e sazonalidade adequados seja às distribuidoras, seja diretamente aos consumidores livres.

⁽²⁷⁾ “*Swap*”: contratos derivativos bilaterais de troca de rentabilidade.

Na implementação real de um estudo voltado ao mercado “*Spot*”, um dos primeiros aspectos que se observa é a volatilidade dos preços, tipicamente causada pelas condições hidrológicas, flutuações da demanda, indisponibilidade dos equipamentos e variação dos custos de combustível. Na maior parte do tempo há um excesso temporário de capacidade de geração, conhecido como energia secundária. Este excesso permite atender a demanda sem utilizar qualquer recurso térmico, o que resulta em preços “*Spot*” de energia, dado em \$/MWh, muito próximos de zero. Por outro lado, quando ocorre um período seco, o preço “*Spot*” aumenta bruscamente, como já citado anteriormente.

Posto que os compromissos financeiros de um gerador, como: pagamento de pessoal, remuneração do investimento, etc., são em geral constantes ao longo do tempo, esta variabilidade no fluxo de caixa aumenta os riscos dos investidores, e tem um impacto negativo no processo de competição e nos custos finais de energia. De maneira análoga, a variação de preços também é indesejável para os consumidores. (FUSP/PETROBRÁS, 2000)

Um instrumento puramente financeiro e que é utilizado para reduzir a volatilidade dos preços no Mercado “*Spot*”, é o contrato de compra e venda de energia. Em outras palavras, um gerador assina um contrato para se proteger contra os preços “*Spot*” reduzidos, enquanto que os compradores, representados por agentes comercializadores e consumidores livres, tenderão a buscar contratos para se proteger contra preços “*Spot*” elevados.

É essencial, portanto, que os geradores assinem contratos de compra e venda de energia, pois seriam muito difíceis as condições de sobrevivência financeira nos longos períodos de preço “*Spot*” nulo.

Por outro lado, a assinatura de um contrato expõem o gerador a um outro tipo de risco, que é o de ser obrigado a comprar energia do “*Spot*” a preços elevados para complementar a diferença entre a produção e a energia contratada. No caso de uma usina térmica, este risco é relativamente pequeno, pois nestes períodos de preço “*Spot*” elevado, a usina estaria gerando em sua capacidade máxima e, portanto, atendendo ao seu contrato, conforme referência feita ao “*Cap*” de custo de geração para termelétricas, ao final do item b.2. A exceção para este caso seria a saída

forçada da usina, ou problemas com o suprimento de combustível. Já para o caso de uma usina hidrelétrica, este tipo de risco é considerável, uma vez que os períodos de preço “Spot” elevados coincidem justamente com os de seca severa, onde sua produção diminui. Desta forma, a comercialização a partir da geração hidrelétrica no sistema brasileiro expõe o proprietário do empreendimento a riscos financeiros elevados, enquanto que a comercialização de contratos de energia termelétrica envolve relativamente um risco muito menor.

7.4.2. Estratégia de Contratação para um Caso Específico

A escolha da melhor estratégia do nível de contratação da energia assegurada da usina, através de contratos de longo prazo, é ilustrada a seguir através de uma seqüência gráfica de modo a exemplificar como é feita essa escolha baseada na maximização do retorno dos investimentos. Para tanto, foram consideradas as premissas listadas na Tabela 19 abaixo:

TABELA 19 – Premissas para Escolha da melhor Estratégia para Contratação de Energia

Usina:	UTE Ribeirão Preto Convencional
Mercado estudado:	de Referência
Potência nominal:	100 MW
Potência útil:	80 MW
TEIF & IP:	20%
Horas de operação:	730 h
Energia assegurada:	58,40 GWh
Custo operacional:	81,58 R\$/MWh
Fator de venda:	10% VN
Preço de contrato:	70,00 R\$/MWh
Início de operação:	Janeiro/2003
Fator de capacidade mínimo:	0%
Taxa de juros:	12% a.a. 0,949% a.m.
Série selecionada:	1997
Ano selecionado:	2007

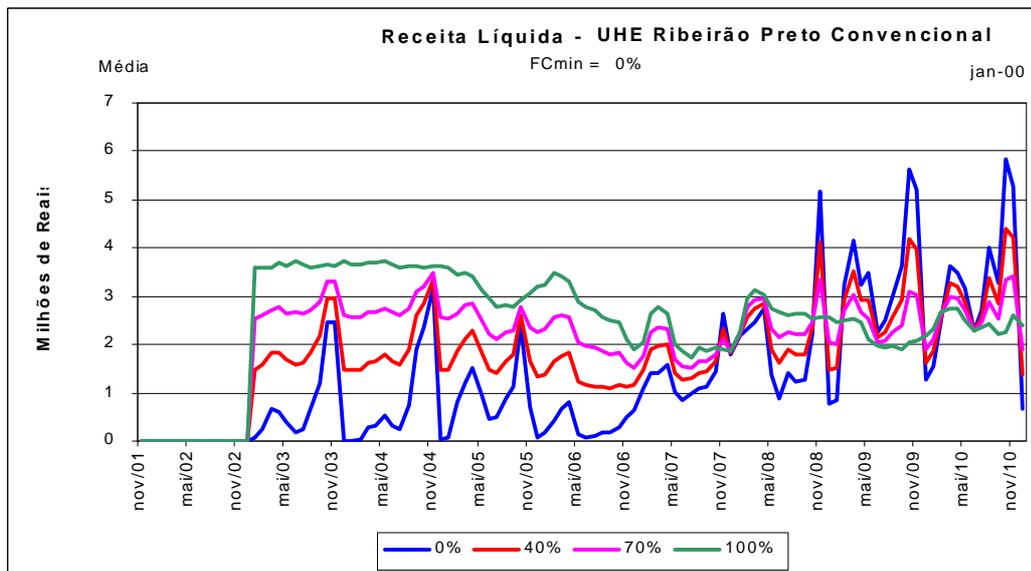


FIGURA 34 – Receita Líquida em Diversos Níveis de Contratação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%

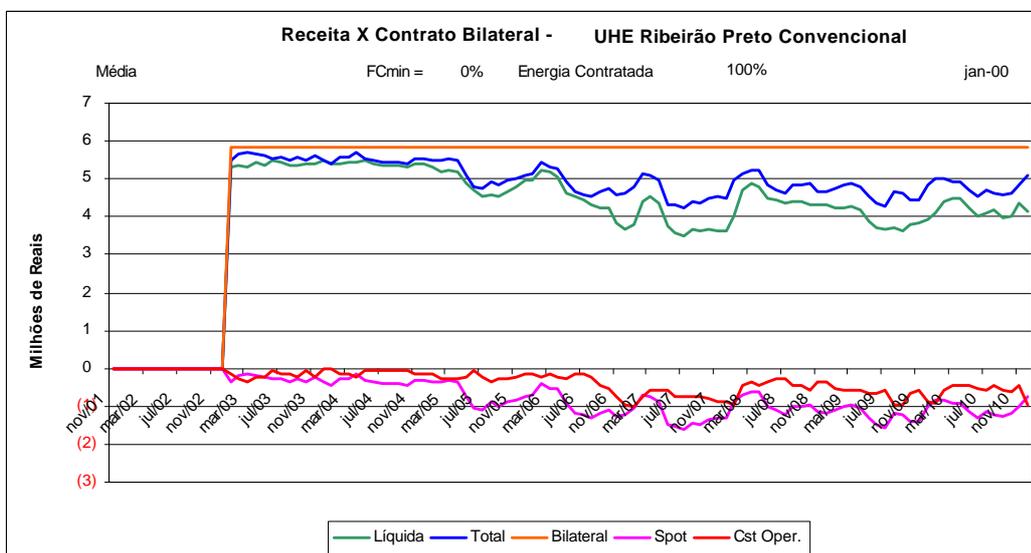


FIGURA 35 – Receita Líquida x Contrato Bilateral de Longo Prazo para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%

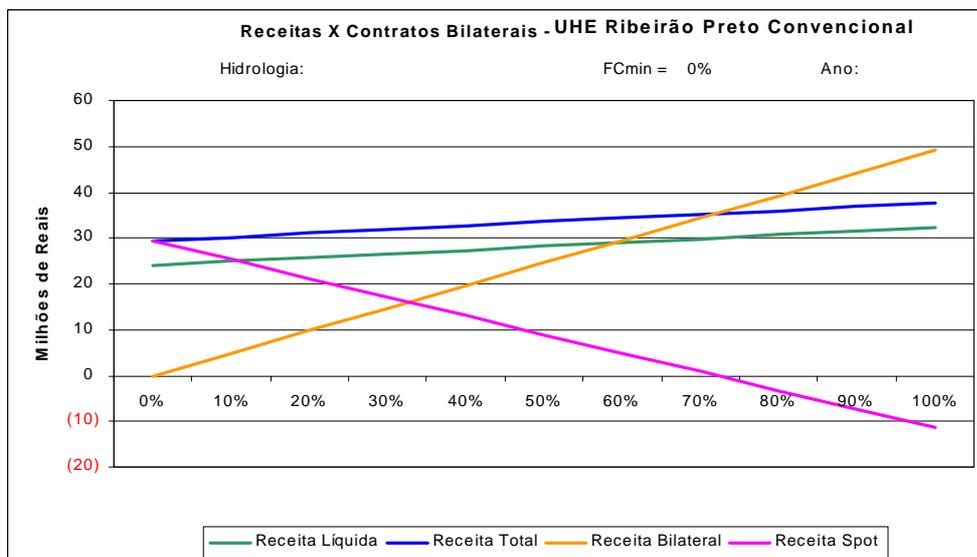


FIGURA 36 – Receita Líquida x Percentual Contrato através de Contrato Bilateral de Longo Prazo para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%

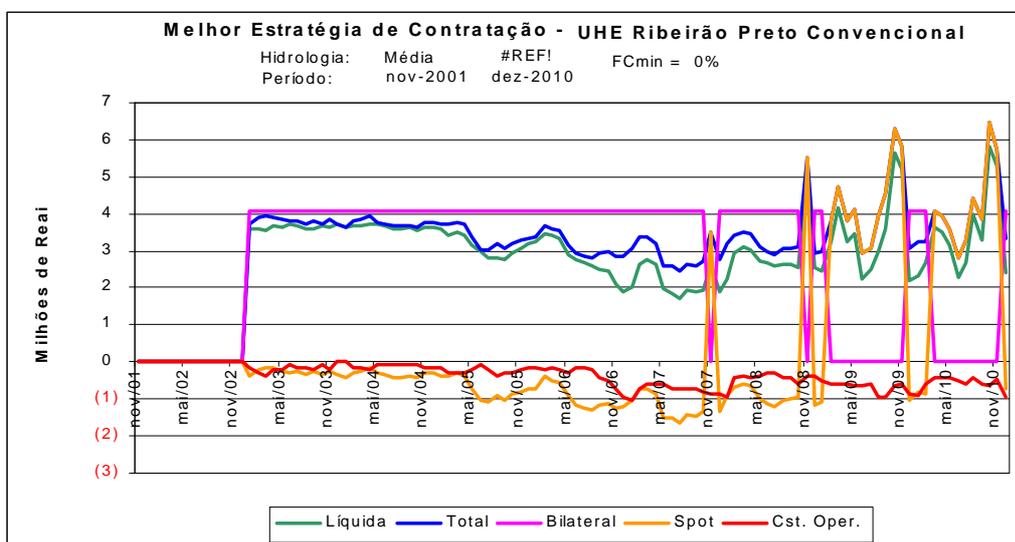
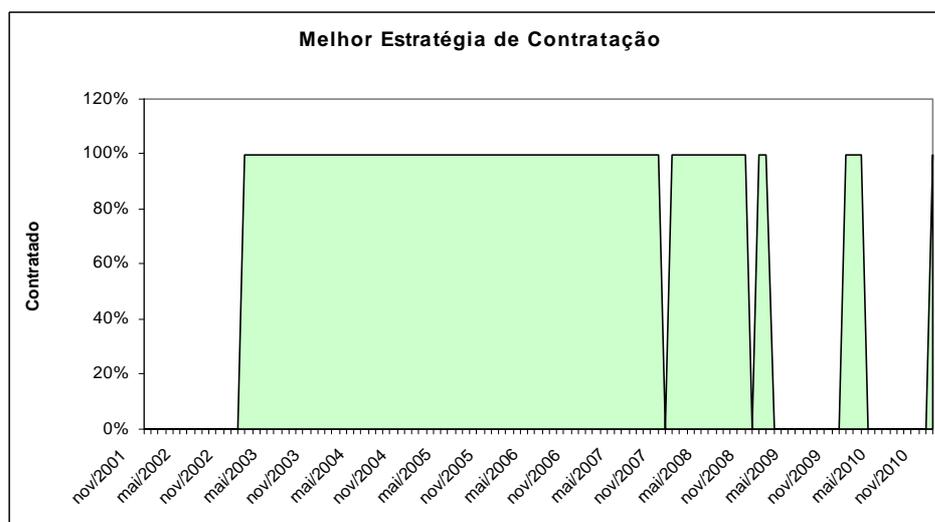


FIGURA 36.a – Melhor Estratégia de Contratação para o Mercado de Referência – GTMIN = 0%



**FIGURA 36.b – Melhor Estratégia de Contratação para o Mercado de Referência
GTMIN = 0%**

Ao se analisar as Figuras 34 e 35 acima, que ilustram a receita líquida em contratos de longo prazo para o ano de 2007, observa-se que a melhor estratégia de contratação para este ano é ficar totalmente exposto ao preço do MAE. Isto ocorre devido aos elevados preços neste submercado no ano 2007, causados pelos riscos de déficit no sistema.

Quando o sistema opera em condições de razoável equilíbrio entre oferta e demanda, ou seja, quando o risco de racionamento está próximo de 5% ou abaixo, a maximização da receita ocorre para o nível mais alto de contrato possível. A estratégia passa a ser a contratação de 100% da energia assegurada da usina através de contratos bilaterais, como mostrado na Figura 36. A receita negativa no curto prazo indica desembolso para o sistema de contabilização do MAE, pois indica que o empreendedor necessitou comprar energia para cumprir seu contrato. (FUSP/PETROBRÁS, 2001)

As Figuras 36.a e 36.b acima, ilustram, para a mesma situação, duas formas distintas de se apresentar o mesmo caso analisado dos 100% contratados em relação à receita líquida. No que se refere à receita líquida, a título ilustrativo, esta é calculada partindo-se da seguinte formulação: (FUSP/PETROBRÁS, 2001)

$$R_{liq} = R_{MAE} + R_{bil} - C_{tot}$$

Onde: R_{liq} = receita líquida mensal

R_{MAE} = receita ou custo relativo a compra ou venda da diferença entre a energia

gerada e contratada no MAE a preço “Spot”

R_{bil} = receita proveniente de contratos bilaterais

C_{tot} = custo total mensal para o empreendimento.

Quanto ao cálculo referente à contabilização dos custos, estes se baseiam na seguinte expressão:

$$C_{tot} = C_{inv} + C_{tra} + C_{gfx} + C_{g\ var}$$

Onde: C_{inv} = custo de investimento (parcelas do empréstimo de capital de terceiros, mensal)

C_{tra} = custo de transporte de energia elétrica (inclui custos de conexão e custo de uso do sistema de transmissão, mensal)

C_{gfx} = Custo fixo de geração (mensal)

C_{var} = Custo variável de geração, incluindo O&M e combustível (mensal)

É preciso ressaltar que o custo do combustível foi considerado constante neste estudo. Contudo, seu preço pode variar durante o período de estudo correspondendo a mudanças nas receitas estimadas, pois o custo do combustível tem influência direta no custo de despacho das máquinas da usina.

Além disso, para atender aos objetivos de comparação que se pretendia obter através deste estudo, também não foram incorporados na construção dos Gráficos apresentados, as componentes de custo de investimento e de transporte, de tal forma

que apenas os custos de operação e manutenção (fixos e variáveis) foram considerados.

8. Conclusões

A presente dissertação, que enfoca a inserção de Centrais térmicas/cogedoras a bagaço de cana no Estado de São Paulo, teve como base a dinâmica da reestruturação do Setor Elétrico Nacional, que motivou uma primeira análise relativa aos aspectos regulatórios e aos aspectos que atuam na comercialização de energia gerada através de um dos processos industriais que, a cada dia, merece mais atenção em virtude de sua auto-suficiência e da contribuição energética: a cogeração.

Quando se faz uma análise sob o ponto de vista da inserção da energia cogorada, parte-se do pressuposto de que o tipo de combustível utilizado, ou seja, o bagaço de cana, não apresente tendência para o aumento de preço. Contudo, o mesmo raciocínio não se aplica para a tarifa de energia elétrica, cujos custos marginais de expansão projetam valores crescentes a curto e médio prazos.

Ao se analisar os números do setor sucroalcooleiro, os montantes envolvidos são vultosos porque, de acordo com a estimativa atual de bagaço gerado no Brasil, as usinas térmicas que utilizam tal combustível podem ser otimizadas para, ao se considerar a produção total, gerar cerca de 4.000MW, sendo 1.000MW para autoprodução, e cerca de 3.000MW de energia excedente que pode ser comercializada.

Dessa forma, não somente os montantes envolvidos, mas principalmente o potencial para a geração de energia excedente, levou a uma análise mais detalhada da influência deste tipo de geração no Sistema Elétrico Interligado da região Sudeste.

Através do desenvolvimento deste trabalho, pode-se observar os melhores locais onde esses tipos de Centrais pudessem ser implantadas e quais os custos de operação e de energia envolvidos.

A utilização das ferramentas computacionais para auxiliar na análise proposta foi fundamental e de relevante importância, uma vez que uma delas é amplamente utilizada pelo Setor Elétrico na formação de preços – NEWAVE, e a outra, embora de uso exclusivo, também colabora na tomada de decisões locacionais para a

implantação de usinas térmicas, tendo como fator limitante as restrições ambientais regionais – SAEGET.

Dessa forma, o estudo foi estruturado levando-se em conta a escolha de três tecnologias para a queima do bagaço:

- Usinas Térmicas Convencionais;
- Leito Fluidizado;
- Gaseificação com Ciclo Combinado,

de modo a fornecer parâmetros comparativos entre opções distintas, e servir de elemento balizador para a escolha da que melhor atendesse o estudo em questão.

Além das tecnologias, escolheram-se os locais mais representativos em geração de bagaço do Estado de São Paulo, criando áreas de influência com um entorno de 150 km, que levava em consideração o suprimento de combustível para a Central geradora que se localizaria no centro de carga.

Utilizando a configuração do Modelo SAEGET, onde o Estado é dividido em 416 Células, a simulação foi efetuada em duas etapas: uma primeira considerando a delimitação de 7 Macro Regiões e, uma segunda onde, além das 6 regiões previamente demarcadas, no conjunto das 7 Macro Regiões, 1 dentre elas, passou a ter uma configuração de Célula receptora de bagaço das 415 Células restantes.

Através da sensibilidade do Modelo, estabeleceram-se parâmetros para a análise através da utilização das 3 tecnologias em conjunto para cada uma das etapas de simulação e, após os resultados obtidos, nova simulação, mas desta feita, com as tecnologias individualizadas por etapa.

Dos resultados obtidos e previamente analisados, concluiu-se que o melhor local para a instalação de uma Central térmica/cogeneradora é a região de Ribeirão Preto, cujo custo do combustível encontra-se na faixa de 5,79 US\$/tb, para um custo de operação de 15,29 US\$/MWh. Isto significa dizer que ao se transportar bagaço das regiões situadas em seu entorno, este é o custo esperado de geração para uma unidade de 100 MW de capacidade utilizando uma tecnologia convencional.

A partir destas informações, utilizou-se o NEWAVE, que estuda a *performance* da operação de uma usina termelétrica antes desta ser integrada ao Sistema Elétrico

Interligado. A usina, que foi nomeada *UTE Ribeirão Preto Convencional*, mesmo apresentando uma capacidade pequena em relação à geração deste Subsistema, tornou possível a análise do cenário estabelecido pelo estudo de caso.

Para tanto, utilizou-se o Banco de Dados do Plano Decenal ciclo 2001/2010, com base em dois Mercados: de Referência e Alto.

As características do sistema de geração no Brasil exigem que a operação das usinas hidrelétricas seja coordenada de maneira a otimizar a produtividade das usinas situadas na mesma bacia hidrográfica. Também é exigido que a operação das usinas térmicas seja feita num contexto sistêmico, que leva em consideração a energia armazenada nos reservatórios e a tendência hidrológica no futuro. Desta forma, o estudo foi baseado na série hidrológica histórica de 1931 a 1996.

Através dos Gráficos analisados no Capítulo 7, para os Mercados de Referência e Alto, pode-se concluir que, ao se inserir uma Central térmica/cogeneradora no sistema Sudeste, sob duas óticas distintas: geração térmica mínima obrigatória de 0% e escolhida de 60%, o comportamento apresentado pela usina quanto à produção de energia em função das condições hidrológicas (representadas pela série histórica de vazões afluentes), serve, num primeiro momento, como balizador para a elaboração de contratos para a compra de combustível. E, também, para o estabelecimento dos custos efetivos de operação, contemplando o custo de geração física, custos de operação e manutenção fixos e variáveis, incluindo o combustível, e custos de compra no “*Spot*” .

Por outro lado, outro tipo de avaliação que pode ser feito, é o da melhor opção de contratação de energia assegurada da usina, focando diferentes níveis de contratação bilateral, com contratos de longo prazo, no âmbito do MAE. Neste sentido, também podem ser analisados, através de simulações onde são considerados os custos e as receitas da usina, a exposição ao Mercado “*Spot*” para períodos onde é possível obter um grande aporte de receitas (períodos hidrológicos adversos), assim como os períodos onde ocorrem afluências elevadas (períodos úmidos) quando há excedente na geração hidráulica e os preços de venda no mercado de curto prazo são reduzidos.

Este tipo de estudo, contudo, foi parcialmente analisado no Capítulo 7, através de uma simulação preliminar, onde se observou que, para as premissas adotadas em

relação à UTE Ribeirão Preto Convencional e considerando um fator de capacidade mínimo de 60%, a melhor estratégia para a contratação de energia, dependendo do risco do déficit, varia de 0% de contratação bilateral até um valor intermediário de contratação, que nesse caso chegou a 100%. Quando uma usina térmica não está exposta aos baixos preços do MAE (“*Spot*”), isto é, o nível de contratação bilateral é elevado, a usina é despachada para cobrir as obrigações contratuais apenas quando o preço do MAE supera seus custos próprios de geração. Assim, na situação mais recomendável a um gerador, quando inserido em um sistema de preponderância hidrelétrica e altíssima volatilidade dos preços no mercado “*Spot*”, na maior parte do tempo os preços são reduzidos e, nessa perspectiva um alto nível de contratação maximizará a receita, enquanto que a receita advinda do “*Spot*” tenderá a zero.

Uma análise mais aprofundada a respeito deste tipo de simulação, será objeto de um trabalho a ser apresentado em futuro próximo quando serão discutidas as melhores alternativas para a elaboração dos contratos bilaterais e da comercialização de energia dentro do cenário do setor elétrico.

"Se eu pudesse deixar algum presente a você, deixaria aceso o sentimento de amar a vida dos seres humanos. A consciência de aprender tudo o que foi ensinado pelo tempo a fora. Lembraria os erros que foram cometidos para que não mais se repetissem. A capacidade de escolher novos rumos. Deixaria para você se pudesse, o respeito àquilo que é indispensável: Além do pão, o trabalho. Além do trabalho, a ação. E, quando tudo mais faltasse, um segredo: o de buscar no interior de si mesmo a resposta e a força para encontrar a saída."

(Mahatma Gandhi)

9. Bibliografia

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Biomassa: Guia de Investimentos em Energias Renováveis no Brasil**. Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas, n° 04. 1998.

_ Consulta disponível em www.aneel.gov.br

ALSP - Assembléia Legislativa de São Paulo. Consulta disponível em www.al.sp.gov.br

ARRIETA, F.R.P., Lora, E.S., Pérez, S.A.N. **Thermoeconomic Analysis of BiG GT CC Cogeneration Plant**. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - Encit. 2000.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Consulta disponível em www.bndes.gov.br

CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa. Consulta disponível em www.cenbio.org.br

_ COELHO, S.T., Jr., A.V., Paletta, C.E.M., Silva, O.C. **A Importância e o Potencial Brasileiro da Cogeração de Energia a Partir da Biomassa**. CENBIO Notícias

_ LEAL, M.R.L.V. **Disponibilidade de Palha de Cana** CENBIO Notícias, Setembro/2000.

_ LEAL, M.R.L.V. **Ensaio de Colheita de Cana Picada com Limpeza Parcial**. CENBIO Notícias, Outubro/2000.

_ Projeto BIO.COM. Levantamento do Potencial Real de Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro. Relatório Final. CENBIO. São Paulo, Dezembro/2001.

CESPEDES, J.F.P., Junior, S.O. **Cogeração no Setor Terciário: Análise Exergética e Termoeconômica.** Workshop sobre Potencialidades da Tecnologias de Cogeração em São Paulo. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo – IPT. São Paulo, 26 a 29 de Junho/1995.

COELHO, S.T. **Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa. um Modelo para o Estado de São Paulo.** Tese (Doutorado), Universidade de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, São Paulo, Agosto/1999.

CORTEZ, L., Magalhães, P., Happ, J. **Principais Subprodutos da Agroindústria Canavieira e sua Valorização.** Revista Brasileira de Energia, vol. 2, nº 2, Unicamp. São Paulo, 1992.

EFEI Energy News. – Dossiê semanal de notícias em energia. **Aprovada a MP do Seguro-Apagão.** Especial MP-14, Abril/2002

_ **Projeto da Copersucar inova geração de energia.** EEN- 020507, Maio/2002.

_ Consulta disponível em www.energynews.efei.br

ELETROBRÁS/MME/SEN **Avaliação de Oportunidades de Cogeração.** Relatório elaborado pela Diretoria de Engenharia para o MME, subsídio às Diretrizes Específicas para o Incentivo à Atividade de Cogeração, Agosto/1999.

ENERGIABRASIL – Destaques: **Revitalização do Setor Elétrico** Entrevista de Octávio Castello Branco

_ Consulta disponível em www.energiabrasil.gov.br

ESTADÃO. Notícias: **Goldemberg Apresenta Mudanças na Gestão Ambiental.** Fevereiro, 2002.

_ Consulta disponível em www.estadao.com.br.

FADIGAS, E.A.F.A. **Identificação de Locais e Opções Tecnológicas para Implantação de Termelétricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao Caso do Gás Natural**. Tese (Doutorado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Elétrica. São Paulo, 1998

FIESP/CIESP. **Ampliação da Oferta de Energia através da Biomassa**. Relatório, disponível em www.fiesp.org.br. Setembro/2001.

FUSP/PETROBRÁS. **A Inserção e Operação Otimizada de Centrais Termelétricas no Sistema Elétrico Interligado Brasileiro**. Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP. Dezembro, 2000.

FUSP/PETROBRÁS. **Análise da Comercialização de Energia Elétrica das Usinas da Petrobrás incluídas no Programa Termelétrico Prioritário do MME – Resultado das Simulações Efetuadas**. Anexo 3: Análise de Sensibilidade para Cenário de Mercado Alto. Fundação de Apoio à Universidade de São Paulo – FUSP. Março, 2001.

GALVÃO, L.C.R., Pellegrini, M.C., Udaeta, M.E.M., Pazzini, L.H.A. **Regulamentação e Reguladores no Contexto da Cogeração**. I Congresso Brasileiro de Regulação de Serviços Públicos Concedidos. Salvador, Bahia, 2 a 5 de Julho de 2000.

GCE – Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, 2002. Consulta disponível em www.energiabrasil.gov.br

HOLANDA, M.R., Balestieri, J.A.P. **Avaliação dos Aspectos Estruturais da Emissão de Poluentes**. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - Encit. 2000

IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas. **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e Álcool**. Manual de Recomendações, 1990

JORNALCANA – A melhor notícia do setor. **O Brasil precisa da Doce Energia**. Outubro/2000. Disponível em www.canaweb.com.br ou www.jornalcana.com.br

MACEDO, I.C. **Energia da Cana de Açúcar no Brasil**. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo. 1999

MAMEDE, J.V. **Ampliação da Oferta de Energia Elétrica através da Biomassa do Bagaço da Cana de Açúcar**. Apresentação feita na FIESP/CIESP. São Paulo. Setembro/2001.

NEGRI, J.C., VIEIRA, S, OLIVEIRA, J.R.S. **Análise Termoeconômica de Usinas de Geração de Energia**. Revista Eletricidade Moderna, v.27, nº 306, pags.74-83, Setembro/1999.

NEWAVE - Manual. **Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes**”. Manual do Usuário. CEPEL Julho/2000.

OLIVEIRA, H.R, Pellegrini, M.C., Morsello, P.M., Loureiro, R., Santos, R.F. **Avaliação de Alternativas Energéticas – Cogeração: Bagaço de Cana x Gás Natural**. Trabalho apresentado em seminário na disciplina: Recursos e Oferta de Energia – ENE 5704, do Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia – PIPEG/IEE/USP. Agosto, 1999.

PDG – **Plano Decenal da Geração ciclo 2001/2010**. Disponível em www.mme.gov.br, link: CCPE.

PELLEGRINI, M.C., Ramos, D.S., Udaeta, M.E.M., Vieira, S., Negri, J.C. **Cogeração e a Regulamentação no Paradigma do Mercado da Indústria Elétrica** - XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. 1º lugar no Grupo de Estudo de Produção Térmica e Fontes Não Convencionais. Campinas, São Paulo, 21 a 26 de Outubro/2001.

PELLEGRINI, M.C., Vieira, S., Udaeta, M.E.M, Ramos, D.S. **A Cogeração, seus Aspectos Regulatórios e sua Influência no Setor Elétrico Brasileiro**”- ARTIGO A SER APRESENTADO no IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas - Encit. Caxambú, 15 a 18 de Outubro de 2002. MG

PETRO&QUÍMICA - Revista. **Cogeração: Processo vai além da Energia Elétrica**. Matéria de capa, pág. 44. Edição Julho/Agosto, 2000.

RAMOS, D.S. **Aspectos Relevantes do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Apresentação feita no curso sobre Transporte de Energia Elétrica. PEA/USP. 2002.

RAMOS, D.S. **Comercialização de Energia e Gerenciamento de Riscos de Mercado**. Apresentação feita no curso sobre Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente do Setor Elétrico. PEA/USP. 2002.

SAEGET – Manual PROMON/CESP. **Modelo de Localização Integrada de Térmicas com Objetivos Múltiplos** – Descrição Geral e Estudos de Caso”. Promon/Cesp. Dezembro/1995.

SOUZA, Z. J., BURNQUIST, H. L. **A Comercialização da Energia Elétrica Co-gerada pelo Setor Sucroalcooleiro.** Editora Plêiade, São Paulo, 2000

VIEIRA, S. **Estudo da Configuração de Sistemas Térmicos de Geração de Energia Elétrica através de Exergia e de Termoeconomia.** Dissertação (Mestrado), Universidade de São Paulo, Instituto de Eletrotécnica e Energia, São Paulo, 1997.

VIEIRA, S., Pellegrini, M.C. **Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras de Médio Porte e sua Inserção no Parque Gerador Nacional - XV COBEM – Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica.** Águas de Lindóia, 22 a 26 de Novembro de 1999. SP

UNICA – União da Agroindústria Canavieira de São Paulo. **Do Plástico ao Herbicida.** _ Consulta disponível em www.unica.com.br.

10. Bibliografia Complementar

PORTARIA ANEEL

- _ n° 94 de 13/06/1989
- _ n° 227 de 02/07/1999
- _ n° 212 de 25/07/2000
- _ n° 314 de 24/08/2000
- _ n° 551 de 06/12/2000

PORTARIA MME n° 043 de 25/02/2000

RESOLUÇÃO ANEEL

- _ n° 286 de 01/10/1999
- _ n° 371 de 29/12/1999
- _ n° 021 de 20/01/2000
- _ Nota Técnica de Esclarecimento – Res. 021/2000
- _ n° 256 de 02/07/2001
- _ n° 248 de 06/05/2002

RESOLUÇÃO GCE n° 56 de 15/10/2001

LEI

- _ n° 9.074 de 07/07/1995
- _ n° 9.427 de 26/12/1996
- _ n° 9.648 de 27/05/1998
- _ n° 11.010 de 29/12/2001
- _ n° 10.438 de 26/04/2002

PROJETO DE LEI

_ n° 2.905/2000 (MME)

_ n° 622/2001

DECRETOS

_ n° 2.003 de 10/09/1996

_ n° 2.655 de 02/07/1998

_ n° 3.371 de 24/02/2000

MEDIDA PROVISÓRIA

_ n° 2.147 de 15/05/2001

_ n° 14 de 21/12/2001

Anexo 1 – Planejamento com Múltiplos Objetivos – Conceitos Básicos e Técnicas de Otimização

O processo de planejamento com um único objetivo pode ser formulado através do seguinte problema de otimização:

$$\text{Min } c(x) \quad \text{sujeito a} \quad x \in X$$

onde x é um vetor com n componentes: $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, cada componente x_i representando uma possível decisão. $C(x)$ representa o custo total de investimento e operação associado à alternativa de expansão de x .

A Figura A.1, ilustra o processo de solução do problema. Cada alternativa é representada como um ponto no eixo horizontal. A distância deste ponto até a origem representa o custo de investimento e operação associado. A alternativa ótima é naturalmente a que está mais próxima da origem (na Figura A.1, é a alternativa 4).

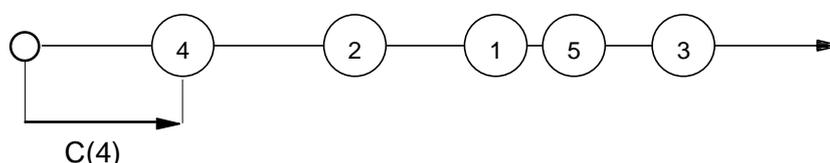


FIGURA A.1 - Seleção da melhor Alternativa de Expansão - Objetivo Único

Suponha agora que cada alternativa de expansão x é caracterizada por dois valores, ou Atributos. Por exemplo, o custo de investimento/operação representados por $A_1(x)$, e o nível de emissões $A_2(x)$. A Figura A.2 ilustra a visualização do problema, onde cada alternativa é representada como um ponto em duas dimensões, com coordenadas $A_1(x)$ e $A_2(x)$.

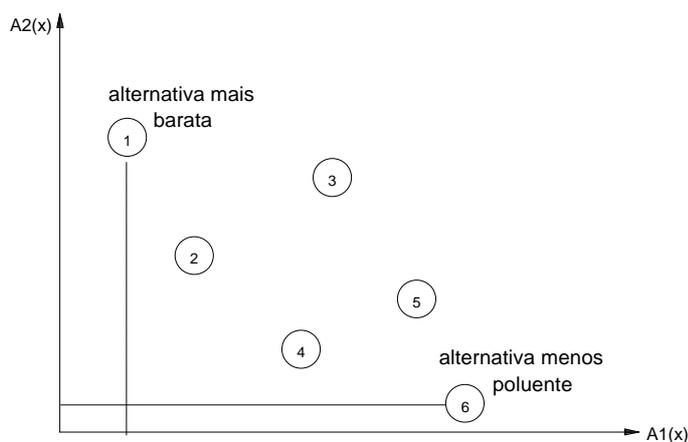


FIGURA A.2 - Alternativas de Expansão - Múltiplos Objetivos

Observa-se na Figura A.2, que a alternativa mais econômica, isto é, que minimiza $A_1(x)$, é a de nº 1. Por sua vez, a alternativa de nº 6 é a menos poluente, pois minimiza $A_2(x)$. Assim sendo, constatamos que não existe uma alternativa que seja simultaneamente a melhor em termos dos dois atributos. Neste caso, como escolher?

A primeira etapa no processo de seleção da melhor alternativa é eliminar os candidatos que são claramente inferiores. Uma alternativa x_1 é **dominada** por uma alternativa x_2 se os valores de todos os seus atributos são superiores ou iguais aos valores de x_2 , isto é,

$$A_1(x_1) \geq A_1(x_2)$$

$$A_2(x_1) \geq A_2(x_2)$$

É intuitivo que a alternativa x_2 é sempre preferível à alternativa x_1 , pois apresenta melhores resultados sob todos os aspectos.

Se uma alternativa não é **dominada** por nenhuma outra alternativa, ela é chamada **Pareto-ótima**. Em termos intuitivos, uma alternativa **Pareto-ótima** é superior a cada uma das outras em pelo menos um Atributo, podendo ser inferior com relação aos demais.

A Figura A.3 ilustra as alternativas **Pareto-ótima** do conjunto de soluções da Figura A.2

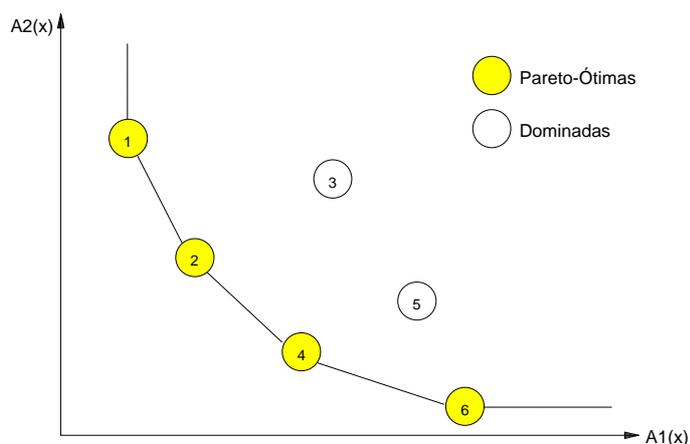


FIGURA A.3 - Alternativas Pareto-Ótima

Combinação Linear de Funções Objetivo

Uma vez eliminada as alternativas *dominadas*, o problema passa a ser o de comparar as alternativas *Pareto-ótima* restantes. O critério mais simples é combinar os diferentes Atributos numa função escalar $z(x)$, como ilustrado na Figura A.4.

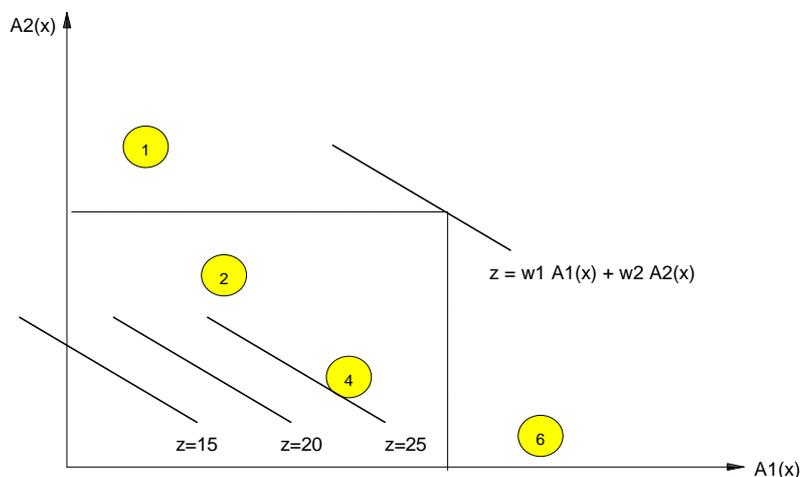


FIGURA A.4 - Seleção da melhor Alternativa

Cada segmento linear na Figura A.4, representa o conjunto de pontos de mesmo valor z , semelhante a uma “curva de nível “de topografia. A solução ótima é obtida movendo o segmento linear até chegar à alternativa com o mínimo valor de z . Observa-se que a inclinação da “curva de nível “corresponde à razão entre os pesos

w_1 e w_2 . Portanto, estes pesos indicam a importância relativa de cada Atributo para o processo de tomada de decisão.

Funções Distância

O critério de combinação linear das *Funções Objetivo* pode apresentar algumas limitações. A Figura A.5 representa duas alternativas de expansão, A e B. Os Atributos de A são respectivamente 0 e 60. Os de B, 40 e 30.

Supondo que ambos os atributos têm pesos iguais a 0,5, os custos z_1 e z_2 associados às alternativas A e B são respectivamente 30 e 35. De acordo com este critério, a alternativa A é preferível à B.

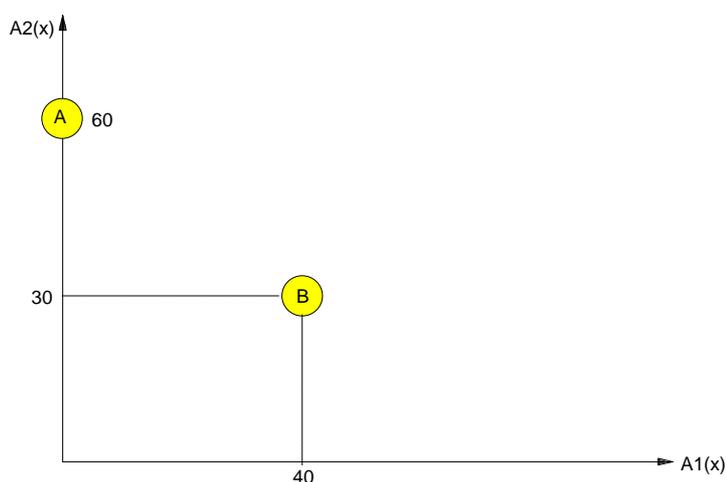


FIGURA A.5 - Alternativas de Expansão

Entretanto, observa-se na Figura A.5, que a solução “B” é equilibrada, isto é, apresenta valores de Atributo parecidos. Por sua vez, a alternativa “A” apresenta resultados muito bons para um dos Atributos, mas muito ruins para o outro. Em outras palavras, embora a alternativa “A” tenha um custo composto menor, ela é insatisfatória com relação ao atributo A_2 .

Isto significa que o critério de minimizar o custo composto deve ser combinado com o de evitar que o valor de cada Atributo seja excessivamente alto. Uma maneira de representar ambos os aspectos é utilizar *Funções Distância*.

$$z(x) = \sqrt[n]{w_1 A_1(x)^n + w_2 A_2(x)^n}$$

onde $z(x)$ é a distância do ponto “x” com relação à origem dos eixos coordenados, e o expoente “n” define a norma utilizada.

Por exemplo, $n=2$ corresponde à *Norma Euclidiana*, ilustrada na Figura A.6. Observa-se na figura que a distância da alternativa “B” é 50, enquanto a “A” é 60. Portanto, sob este critério, a alternativa “B” seria a selecionada.

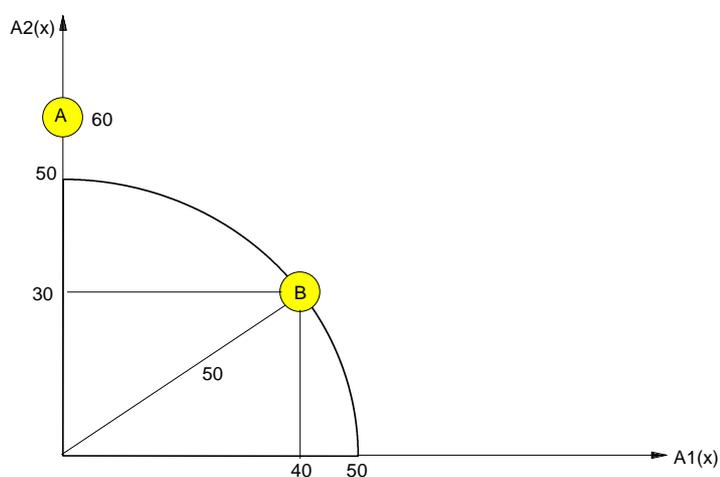


FIGURA A.6 - Função Distância - Norma Euclidiana

Outro expoente interessante é $n = \infty$, corresponde à *Norma Sup*. Neste caso,

$$z(x) = \text{Max}\{A_j(x), j = 1, \dots, p\}$$

isto é, o custo escalar da alternativa é igual ao maior valor dos Atributos.

A Figura A.7 ilustra as “curvas de níveis” da *Norma-Sup* para as alternativas da Figura A.4.

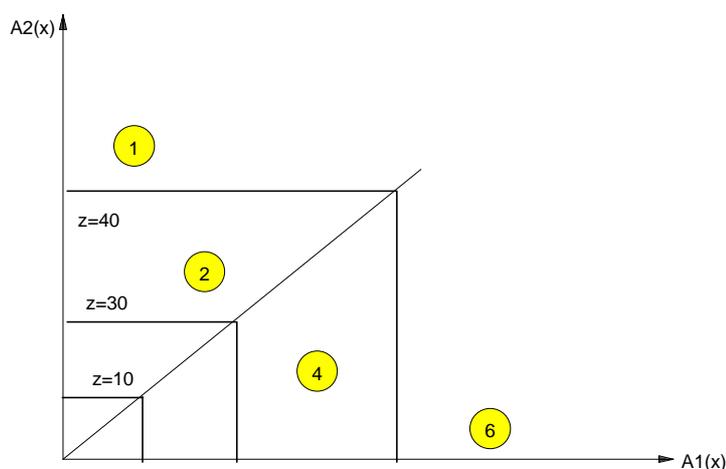


FIGURA A.7 - Função Distância - Norma Sup

Funções de Arrependimento

As *Funções Distância* apresentadas anteriormente, são calculadas com relação à origem dos eixos. Uma alternativa interessante é calculá-la com relação ao plano ideal, cujas coordenadas correspondem aos valores mínimos de cada atributo considerado de maneira isolada.

No caso das Figuras A.4 e A.7, por exemplo, a alternativa nº 1 produz o menor valor do primeiro Atributo, $A_1(x)$. Por sua vez, o menor valor do segundo Atributo, $A_2(x)$, corresponde à alternativa nº 6. As coordenadas do plano ideal, ou plano de referência, são portanto $\{A_1(x_1), A_2(x_6)\}$, como se observa na Figura A.8.

Estas distâncias com relação ao plano de referência são também chamadas de *Arrependimentos*, pois representam a diferença entre o valor real do atributo e o melhor valor que se poderia obter.

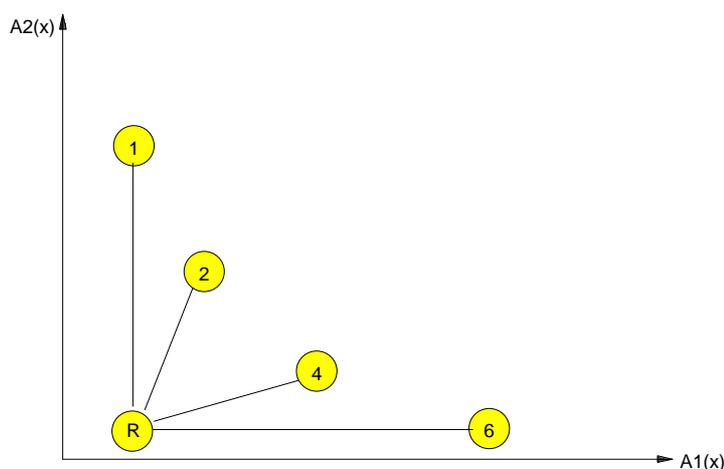


FIGURA A.8 - Arrependimento

Atributos Não-Quantitativos

Assumiu-se até o momento que os Atributos $A_1(x), \dots, A_p(x)$ são bem definidos, isto é, que se pode atribuir valores escalares a qualquer alternativa x . Esta atribuição é bastante difícil em muitos casos, como por exemplo, o *Impacto Ambiental*.

Este problema é resolvido em duas etapas:

- Definição de uma escala indireta de medida;
- Definição de uma escala de satisfação.

Escala Indireta de Medida

Por *Escala Indireta de Medida*, entende-se uma quantificação que permita pelo menos uma ordenação das diversas alternativas com relação ao atributo especificado. Por exemplo, a quantidade de poluentes emitidos é uma medida indireta do impacto ambiental. Entretanto, pode ser razoável imaginar que uma alternativa que emite 10.000 unidades de poluentes leve a um impacto mais severo do que outra alternativa que emite 2.000 unidades.

Outra maneira de montar esta escala indireta é pedir a especialistas que classifiquem diretamente o impacto de cada alternativa com relação ao Atributo, por exemplo, utilizando cinco valores:

1 = pouco; 3 = médio; 5 = muito, e tendo 2 e 4 como valores intermediários

Finalmente, pode-se montar uma escala indireta através da comparação de pares de projeto. Por exemplo, $r_{12} = 1$ indica que a alternativa 1 é muito inferior à alternativa 2 com relação ao atributo; $r_{12} = 3$ indica que as alternativas são equivalentes; $r_{12}=5$, que a alternativa 1 é muito superior à alternativa 2. Com isto, obtém-se uma matriz de comparações R , de dimensão $n \times n$, em que cada elemento r_{ij} representa a comparação das alternativas i e j .

Em seguida, imagina-se que exista um valor “desconhecido” para cada alternativa i , que será representado por A_i . Imagina-se também que as comparações r_{ij} correspondem à razão entre estes valores desconhecidos, isto é, $r_{ij} = c_i/c_j$. Isto leva a um sistema de n^2 equações e n incógnitas, que é resolvido pelo método dos mínimos quadrados.

Escala de Satisfação

A *Escala Indireta de Medida* pode ser usada na construção do Atributo $A(x)$. Entretanto, a utilização de vários tipos de medida pode dificultar a discussão sobre os pesos relativos dos diversos atributos .

Uma alternativa é homogeneizar todas as medidas numa *Escala de Satisfação* do Atributo, que permita representar de maneira mais direta - embora mais subjetiva - o impacto de cada alternativa. Suponha, por exemplo, que se utilize como medida a quantidade de poluentes emitido. Embora a emissão de 200 unidades seja duas vezes maior do que a de 100 unidades, ambos os impactos poderiam ser considerados pequenos, ou “aceitáveis”. No extremo oposto, a emissão de 50.000 unidades seria considerada aceitável. Uma situação intermediária seria dada, por exemplo, pela emissão de 3.000 unidades. A partir daí, ajusta-se uma curva para os valores restantes, como ilustra a Figura A.9.

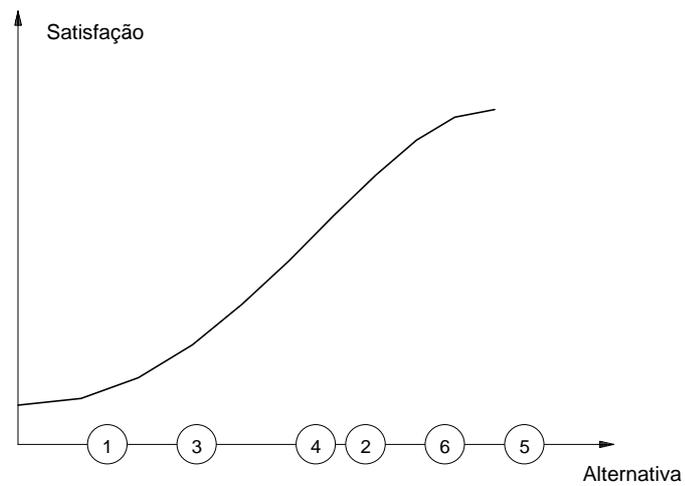


FIGURA A.9 - Escala de Satisfação

Todas estas técnicas para *Otimização com Múltiplos Objetivos* descritas neste Anexo, foram utilizadas na construção do Sistema de Análise para Expansão da Geração Termoelétrica - SAEGEET.

Anexo 2 – Algoritmo de Dijkstra

Um grafo orientado (V,E) é um conjunto de nós V e de arcos $E = \{(x,y), x, y \text{ em } V\}$, onde cada arco (x,y) só pode ser percorrido na direção (x,y) . Sejam s, t em V tal que s é nó origem, t o nó destino e $c(x,y)$ o comprimento do arco (x,y) , para todo arco (x,y) em E , como pode ser visto na Figura A.10 abaixo, onde: $V = \{s,x,y,z,w,t\}$ e $E = \{(s,x), (s,y), (x,y), (x,z), (y,w), (w,z), (z,t), (w,t)\}$.

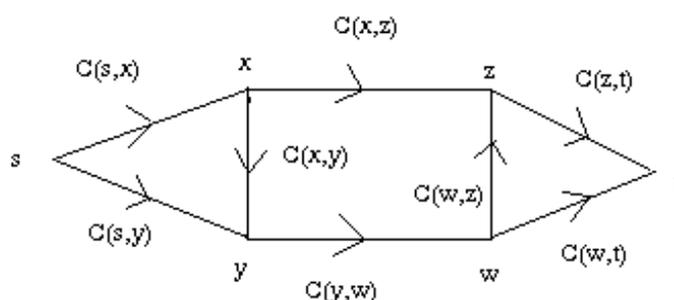


FIGURA A.10 - Grafo Orientado

Para todo x, z em V , um caminho de x a z em (V, E) é uma seqüência de nós: $x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n$ em V e arcos $(x, x_1), (x_1, x_2), \dots, (x_{n-1}, x_n), (x_n, z)$, em E tal que a extremidade final de um arco intermediário coincide com a extremidade inicial do próximo arco. O comprimento de um caminho é definido como sendo a soma dos comprimentos dos arcos componentes deste caminho. O *Algoritmo de Dijkstra* tem como finalidade a determinação do caminho mais curto de s a t em (V, E) .

No algoritmo tem-se um subconjunto W e V e dois rótulos $r_1(x), r_2(x)$, para todo x em V , que são atualizados a cada iteração.

- $r_1(x)$ é o comprimento do caminho mais curto de s a x de tal modo que todos os seus nós intermediários pertencem a W ;
- $r_2(x)$ é o nó precedente a x neste caminho mais curto. Para simplificar a descrição do algoritmo assume-se que se $(x,y) \notin E, c(x,y) = \infty$.

Inicialmente $W = \{s\}$, $r_1(x) = c(s,x)$, $r_2(x) = s$ para todo x em V . As etapas básicas são:

1- Calcule $\bar{r}_1 = \text{Min} \{ r_1(x), x \in V \text{ e } x \notin W \}$ e \bar{x} tal que $r_1(\bar{x}) = \bar{r}_1$. Se $\bar{x} = t$, pare.

Caso contrário vá para 2.

2- Atualize:

$$W := W \cup \{ \bar{x} \}$$

$$\text{Para todo } y \notin W: r_1(y) := \text{Min} \{ r_1(y), r_1(\bar{x}) + c(\bar{x},y) \}$$

$$\text{Se } r_1(y) = r_1(\bar{x}) + c(\bar{x},y), r_2(y) := \bar{x}$$

Retorne a 1.

Observe que o caminho mais curto de s a \bar{x} selecionado na *etapa 1* tem como nós intermediários somente elementos de W . Suponha o contrário, ou seja, que existe um caminho mais curto de s a \bar{x} : $s, x_1, x_2, \dots, x_{n-1}, x_n, \bar{x}$ com $x_i \neq \bar{x}$, x_i primeiro nó do caminho não pertencente a W . Então $r_1(x_i)$ seria o comprimento da parte deste caminho de s a x_i já que todos os nós intermediários deste subcaminho pertencem a W . Como é assumido que o comprimento dos arcos não são negativos, $r_1(x_i)$ seria menor que o comprimento total do caminho que por sua vez seria menor ou igual a $r_1(\bar{x})$. Isto é um absurdo pela escolha de \bar{x} .

Como consequência da observação acima, $r_1(\bar{x})$ é o comprimento do caminho mais curto irrestrito de s a \bar{x} e esta propriedade se estende por indução a todos os elementos de W . Isto é, para todo x em W , todos os nós intermediários do caminho mais curto de s a x pertencem a W . Com isto, o algoritmo termina quando t é adicionado a W .

O *Algoritmo de Dijkstra* corresponde ao algoritmo *prima-dual* aplicado ao problema de caminho mais curto formulado como um problema de programação linear, e seu tempo máximo de execução cresce proporcionalmente a n^2 , onde n é o número de nós no grafo apresentado anteriormente na Figura A.10.

Anexo 3 – Atributos Numéricos correspondentes ao Modelo SAEGE: Formulação Matemática

1. Custo unitário de investimento

O custo unitário de investimento é dado por:

$$CI = \frac{C_{Inst} \times FRC}{8.76 \times FCE} \times \frac{P_n}{P_a} \times FS \times FI$$

onde:

C_{inst} = custo de instalação do equipamento (US\$/kW), correspondente ao atributo do banco de Tecnologias

$$FRC = \text{fator de recuperação de capital} = FRC = \frac{i(1+i)^{nv}}{[(1+i)^{nv} - 1]}$$

sendo:

i: taxa de desconto anual (informada na tela de ordenação)

nv: vida útil do equipamento (atributo do banco de Tecnologias)

8.76: constante associada ao número de horas no ano

FI = fator para custo de interação

FCE = fator de capacidade da usina, calculado de acordo com um dos critérios econômicos (selecionado na tela de ordenação), onde:

a) **concessionária** : $FCE = FC_{max}$ (fator de disponibilidade da usina, correspondente ao atributo do banco de Tecnologias).

b) **produtor independente** : $FCE = (1 - CON) \times FC_{max}$ (fator de consumo próprio, referente ao atributo do banco de Tecnologias)

c) **autoprodutor** : $FCE = (1 - CON) \times FCM$, definido como:

$$FCM = \sum_{i=1}^4 FC_i \times \Delta_i$$

onde: Δ_i : é a fração do tempo em que o equipamento gera com fator de capacidade FC_i (atributo *heat rate e tempo de operação* do banco de Tecnologias)

P_n = potência nominal da instalação da usina em MW, referente ao atributo do banco de Tecnologias

P_a = potência ajustada da usina (MW) devido à altitude e a temperatura na Célula. Aplicada apenas para as tecnologias que utilizam gás como combustível:

$$P_a = P_n - P_{gas} \times (a_1 \Delta t + a_2 CM)$$

onde: $\Delta t = \text{Min}\{0, TBS - 15^\circ C\}$

TBS = temperatura de bulbo seco média da célula (°C), correspondente ao atributo do banco de Células

CM = cota média na célula (m), correspondente ao atributo do banco de Células:

$$a_1 = 0.01 / 1.4 (^\circ C^{-1}) \text{ e } a_2 = 0.01 / 80 (m^{-1})$$

FS = fator de economia de escala:

$$FS = \left(\frac{P_a}{PREF} \right)^{0.15}$$

onde:

PREF: potência de referência (opção da tela de ordenação)

P_a: potência ajustada (definida acima)

2. Custo unitário de operação

O custo unitário de operação é dado por:

$$CO = \frac{FCM}{FCE} \times CC \times \frac{HRM}{PCS} + COM$$

onde:

FCM, FCR e FCE = conforme definição anterior

CC = custo do combustível na célula (US\$/unidade de peso ou volume), referente ao banco de Transporte

HRM = *heat rate* médio (KJ/MWh), calculado como:

$$HRM = \sum_{i=1}^4 HR_i \times \Delta_i$$

onde: Δ_i é a fração do tempo em que o equipamento gera com *heat rate* (HR_i), atributos *heat rate* e *tempo de operação* do banco de Tecnologias

PCS = poder calorífico superior (Kj/unidade de peso ou volume), referente ao atributo do banco de Combustíveis

COM = custo de operação e manutenção (\$/MWh), calculado como:

$$COM = \frac{COMF}{8.76 \times FCE} + COMV$$

onde: COMF e COMV, são respectivamente, os custos de O&M fixo (US\$/kW ano) e variável (US\$/MWh), ambos atributos do banco de Tecnologias.

3. Custo unitário de transmissão

O custo unitário de transmissão (US\$/MWh) é dado pelo custo de conexão à rede mais um crédito pela redução das perdas devido à geração local, comparado com a importação da região Sudeste:

$$CT = \frac{Cx \times 10^6 \times FRC}{8760 \times PREF \times FCE} + (L - LSE) \times FCM \times CMLP$$

onde:

Cx = custo de conexão à rede (Milhões de US\$), calculado como:

$$\text{se } PREF \leq LI_{138} \Rightarrow Cx = C_{138}$$

$$\text{caso contrário, } Cx = C_{440}$$

sendo: LI_{138} , C_{138} e C_{440} , atributos do banco de Células e representam respectivamente o limite de instalação em 138kV (MW) e os custos de conexão às redes de 138 e 440 kV (milhões de US\$).

10^6 = conversão de milhões de US\$ em US\$

FRC, PREF e FCM = conforme definição anterior

8760 = número de horas no ano

L = perda na rede de transmissão devido á geração na célula (MW/MW instalado), calculada como:

$$\text{se } \text{PREF} \leq L_{138} \Rightarrow L = L_{138}$$

$$\text{caso contrário, } L = L_{440}$$

onde: L_{138} e L_{440} , são as perdas unitárias por geração nas redes de 138 e 440kV, referente ao atributo do banco de Células.

LSE = perdas na região Sudeste (MW/MW instalado), informado na tela de ordenação.

CMLP = custo marginal de longo prazo de geração (US\$/MWh) na região Sudeste, informado na tela de ordenação.

Anexo 4 – Tabela A1 - Resultado do Levantamento para o Estado de São Paulo (Projeto BIO.COM)

Microregião (1)	Produção(2) Safrs 00/01 ton. de cana	Capacidade Inst. de geração de elet.(3) (MW)	Potencial técnico excedente (MW) (4)					Excedente gerado em 2000/2001 (5) (MW)	Perspectivas de geração de excedente (6) **				
			1ª opção (safra) 10	2ª opção (safra) 20	3ª opção (safra) 30	4ª opção (safra) 40	5ª opção (safra/ssi) 125		Curto prazo(7) Pot. exc. Inst. (10)	Médio prazo(8) Pot. exc. Inst. (10)	Longo prazo(9) Pot. exc. Inst. (10)	Pot. exc. Inst. total (11) (MW)	
			(kWh/tc)						(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	
Total do Estado	148.232.537	850,98	309,59	619,18	928,78	1.238,37	2.244,33	110,20	135,02	367,92	140,00	642,94	
169	Adamantina *	2.117.752	13,53	4,42	8,85	13,27	17,69	32,08	0,30	1,30	12,40	0,00	13,70
	Andradina *	1.478.047	10,00	3,09	6,17	9,26	12,35	22,38	0,00	12,00	0,00	0,00	12,00
	Araçatuba *	4.714.462	31,60	9,85	19,69	29,54	39,39	71,38	0,00	3,00	28,00	0,00	31,00
	Araraquara *	7.633.532	43,00	15,94	31,89	47,83	63,77	115,58	0,80	8,07	39,50	0,00	47,57
	Assis *	8.107.734	79,17	16,93	33,87	50,80	67,73	122,78	22,50	14,00	0,00	0,00	14,00
	Auriflama *	618.340	3,80	1,29	2,58	3,87	5,17	9,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
299	Avaré *	553.255	3,18	1,16	2,31	3,47	4,62	8,38	0,00	0,75	0,00	0,00	0,75
	Batalais	1.243.903	3,90	2,60	5,20	7,79	10,39	18,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Bauru *	3.279.129	26,10	6,85	13,70	20,55	27,39	49,65	13,80	0,00	0,00	0,00	0,00
	Birigui *	2.016.542	14,27	4,21	8,42	12,63	16,85	30,53	0,00	0,80	6,00	0,00	6,80
	Botucatu	1.126.893	4,40	2,35	4,71	7,06	9,41	17,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Campinas	3.566.389	13,29	7,45	14,90	22,35	29,79	54,00	1,00	0,00	0,00	28,00	28,00
	Calandina *	9.458.293	45,60	19,75	39,51	59,26	79,02	143,20	2,40	1,50	31,80	0,00	33,30
	Dracena	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Fernandópolis *	513.388	3,96	1,07	2,14	3,22	4,29	7,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Francia *	2.177.949	12,00	4,55	9,10	13,65	18,20	32,98	0,50	7,00	16,00	14,00	37,00
	Itapetininga *	197.560	1,20	0,41	0,83	1,24	1,65	2,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ituverava *	2.190.551	10,40	4,58	9,15	13,73	18,30	33,17	0,00	0,00	4,00	0,00	4,00
119	Jaboticabal *	12.614.964	70,10	26,76	53,53	80,29	107,06	194,03	5,00	15,50	51,50	25,00	92,00
	Jau	12.890.442	48,87	26,92	53,84	80,77	107,69	195,17	0,00	0,80	29,00	0,00	29,80
	Limpeira *	7.157.408	35,98	14,95	29,90	44,85	59,79	108,37	4,60	1,30	22,72	0,00	24,02
	Lins *	2.029.255	12,80	4,24	8,48	12,71	16,95	30,72	0,00	39,20	0,00	0,00	39,20
	Mogi Mirim *	1.037.444	7,68	2,17	4,33	6,50	8,67	15,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Nhandara *	245.549	2,40	0,51	1,03	1,54	2,05	3,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Novo Horizonte *	2.275.755	13,90	4,75	9,51	14,26	19,01	34,46	7,00	0,50	8,00	0,00	8,50
252	Ourinhos *	3.491.330	16,05	7,29	14,58	21,88	29,17	52,86	0,00	0,50	10,00	0,00	10,50
	Piracicaba *	7.142.605	31,57	14,92	29,84	44,75	59,67	108,14	1,00	8,00	0,00	0,00	8,00
	Pirassununga *	2.482.517	10,65	5,18	10,37	15,55	20,74	37,59	0,00	1,00	10,00	0,00	11,00
181	Presidente Prudente *	1.179.544	13,00	2,46	4,93	7,39	9,85	17,86	0,00	6,00	4,00	2,00	12,00
101	Ribeirão Preto *	25.799.106	144,10	53,88	107,77	161,65	215,53	390,61	11,30	4,00	87,80	0,00	91,80
	Rio Claro *	377.196	3,70	0,79	1,58	2,36	3,15	5,71	0,00	2,30	0,00	0,00	2,30
	São Carlos	1.732.493	5,40	3,62	7,24	10,86	14,47	26,23	0,00	0,50	0,00	3,00	3,50
	São João da Boa Vista	2.141.026	7,60	4,47	8,94	13,41	17,89	32,42	0,00	0,50	0,00	1,00	1,50
	São Joaquim da Barra *	11.904.730	92,20	24,85	49,73	74,59	99,45	180,24	40,00	4,50	3,40	67,00	74,90
75	São José do Rio Preto *	1.672.278	10,40	3,49	6,99	10,48	13,97	25,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: (Projeto BIO.COM, 2001)

(*) Embora o total da capacidade instalada de geração de eletricidade (kW) seja superior a 20 kWh/tc, a informação foi confirmada diretamente na usina.

(**) No cômputo da geração de excedentes a curto, médio e longo prazos, foi considerado o aumento da capacidade de moagem de cana informado pelas usinas para as próximas safras.

OBS.: A numeração lateral identifica as 7 Macro Regiões, baseada nos códigos utilizados pelo SAEGET no Banco de Dados Células

Anexo 5 – Banco de dados do SAEGET

Nome	Tabela	Fonte de Informação
Area de Inundação (S ou N)	Células	Plantas IBGE 1:50.000
Áreas Naturais sob Proteção tabl	Células	Relatórios SMA e IPT
Barragens tabl	Células	Relatórios CESP e Eletrobrás
Bases de Distribuição de Combustíveis tabl	Células	Informações Petrobrás
Classificação de Risco Sísmico (fração de g)	Células	Não disponível
Consumo de Energia (MW) tabl	Células	Não disponível
Cota Média (m)	Células	Plantas IBGE 1:50.000-valor típico
Custo de Conexão à Rede de 138 kV (US\$)	Células	Plantas do sistema CESP e distância até CG da célula com valores CESP/Eletrobrás
Custo de Conexão à Rede de 440 kV (US\$)	Células	Plantas do sistema CESP e distância até CG com valores CESP/Eletrobrás
Distância Rodoviária da Capital (km)	Células	Publicação 4 rodas
Dutovias tabl	Células	Informações Petrobrás
Ferrovias tabl	Células	Informações Fepasa
Hidrovias tabl	Células	Informações CESP-Dir. Hidrovia
Identificação da Estação Meteorológica	Células	Informações CESP/Sec. Recursos Hídricos
Limite de Instalação (MW)	Células	Premissa
Limite de Instalação em 138 kV (MW)	Células	Premissa
Linhas de Transmissão tabl	Células	Plantas do sistema CESP
Municípios tabl	Células	Plantas do sistema CESP
Nível de Dióxido de Enxofre (micro g/Nm ³)	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Dióxido de Enxofre (micro	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Fumaça (micro g/Nm ³)	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Fumaça (micro g/Nm ³)atch	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Oxidos de Nitrogênio (micro g/Nm ³)	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Oxidos de Nitrogênio (micro	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Poluição das Águas (100 - IQA)	Células	Informações SMA/Cetesb
Nível de Poluição das Águas (100 - IQA)atch	Células	Informações SMA/Cetesb
Número da Carta do IBGE	Células	Plantas IBGE 1:50.000
Perdas em 138 kV (MW / MW instalado)	Células	Valor obtido externamente através de modelo de fluxo de carga
Perdas em 440 kV (MW / MW instalado)	Células	Valor obtido externamente através de modelo de fluxo de carga
Portos tabl	Células	Informações CESP-Dir. Hidrovia
Refinarias tabl	Células	Informações Petrobrás
Rios tabl	Células	Informações CESP
Rodovias tabl	Células	Informações DER
Temperaturas e Umidade Relativa do Ar tabl	Células	Informações CESP/Sec. Recursos Hídricos
Usinas Hidroelétricas tabl	Células	Informações CESP
Uso e Ocupação do Solo	Células	Não disponível
Vazão de Água Disponível (m ³ /s)	Células	Informações CESP adotado o maior corpo de água presente na célula

Nome	Tabela	Fonte de Informação
Teor de Enxofre (%)	Combustíveis	(*)
Custo Energético (US\$ / MBtu)	Combustíveis	(*)
Teor de Cinzas (%)	Combustíveis	(*)
Código	Combustíveis	(*)
Custo FOB(US\$/unidade de peso ou volume)	Combustíveis	(*)
Unidade de Peso (kg) ou Volume (Nm ³)	Combustíveis	(*)
Poder Calorífico Superior (kJ / peso ou volume)	Combustíveis	(*)
Poder Calorífico Inferior (kJ / peso ou volume)	Combustíveis	(*)
Origem	Combustíveis	(*)

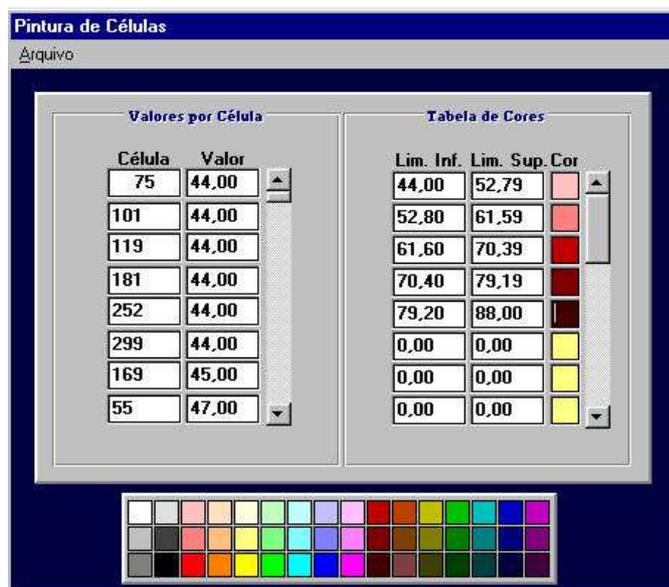
(*) Informações obtidas de produtores e distribuidores de combustíveis usuais para termoeletricas

Nome	Tabela	Fonte de Informação
Combustíveis que utiliza tabl	Tecnologias	(*)
Consumo Próprio (%)	Tecnologias	(*)
Emissão de Dióxido de Enxofre (kg / MJ)atch	Tecnologias	(*)
Custo de Instalação (US\$ / kW)	Tecnologias	(*)
Ano de Disponibilidade Comercial	Tecnologias	(*)
Custo Fixo de O e M (US\$ / kWh)	Tecnologias	(*)
Tipo de Usina	Tecnologias	(*)
Emissão de Particulados (kg / MJ)atch	Tecnologias	(*)
Módulo (MW)	Tecnologias	(*)
Vida Útil	Tecnologias	(*)
Potência Gerada com Gás	Tecnologias	(*)
Ajuste de Temperatura e Altitude (S/N)	Tecnologias	(*)
Fator para Custo de Internação (K)	Tecnologias	(*)
Estágio de Desenvolvimento	Tecnologias	(*)
Requisito de Água (m3/s)	Tecnologias	(*)
Emissão de Rejeitos Líquidos	Tecnologias	(*)
Custo variável de O & M (US\$ / kWh) tabl	Tecnologias	(*)
Emissão de Particulados (kg / MJ)	Tecnologias	(*)
Emissão de Óxidos de Nitrogênio (kg / MJ)atch	Tecnologias	(*)
Emissão de Óxidos de Nitrogênio (kg / MJ)	Tecnologias	(*)
Emissão de Dióxido de Enxofre (kg / MJ)	Tecnologias	(*)
Heat Rate e Tempo de Operação tabl	Tecnologias	(*)
Disponibilidade (%)	Tecnologias	(*)
Descrição da Tecnologia	Tecnologias	(*)
Emissão de Rejeitos Líquidos atch	Tecnologias	(*)

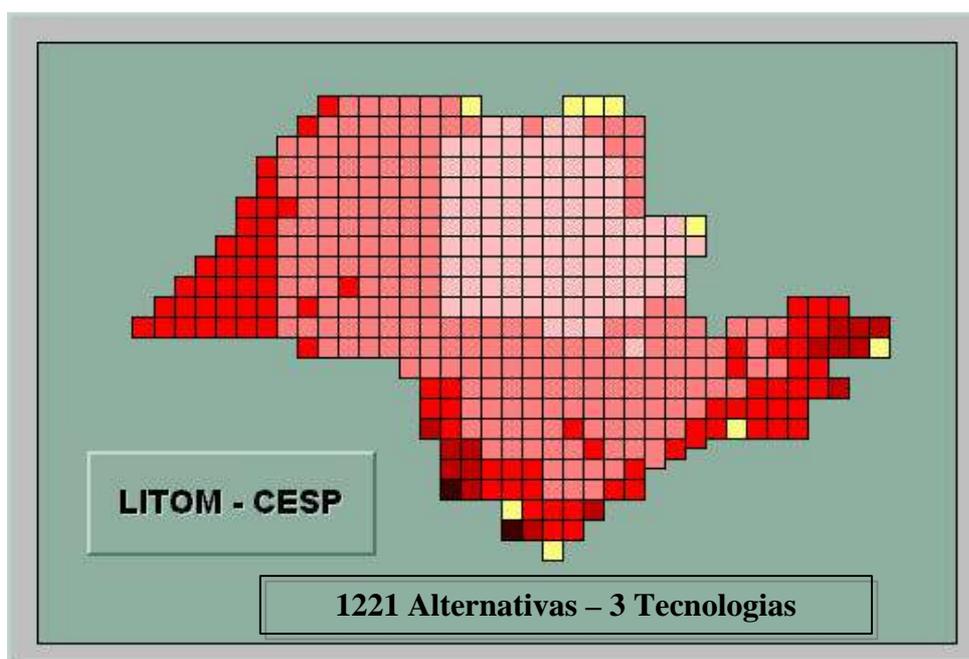
(*) Informações retiradas dos relatórios de tecnologias para módulos de geração usuais

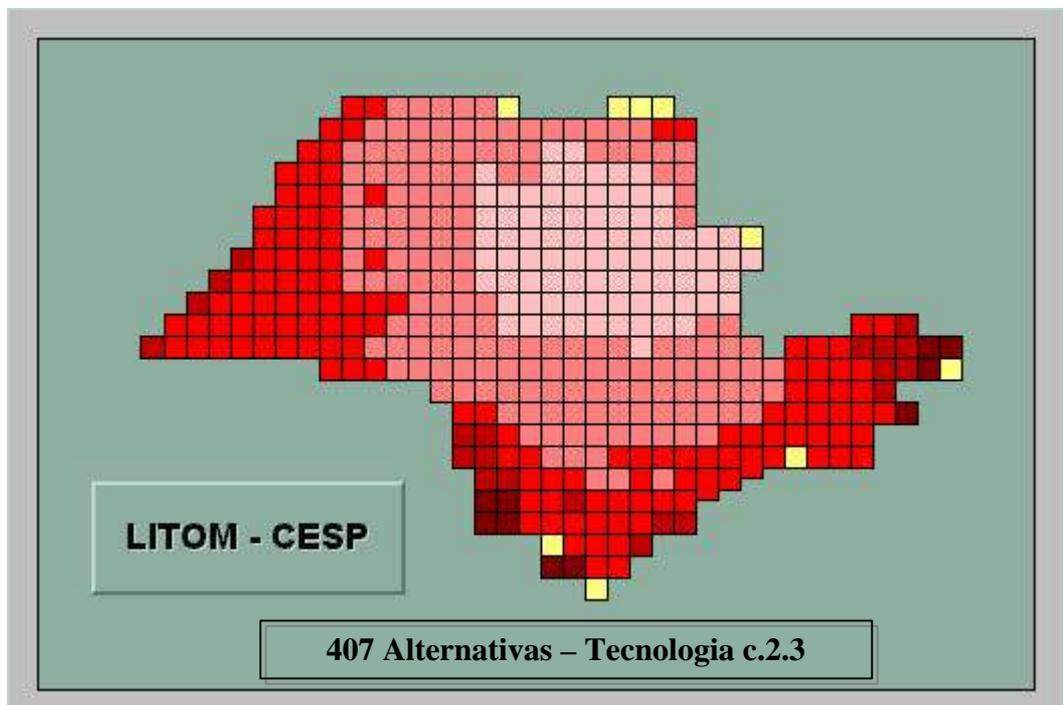
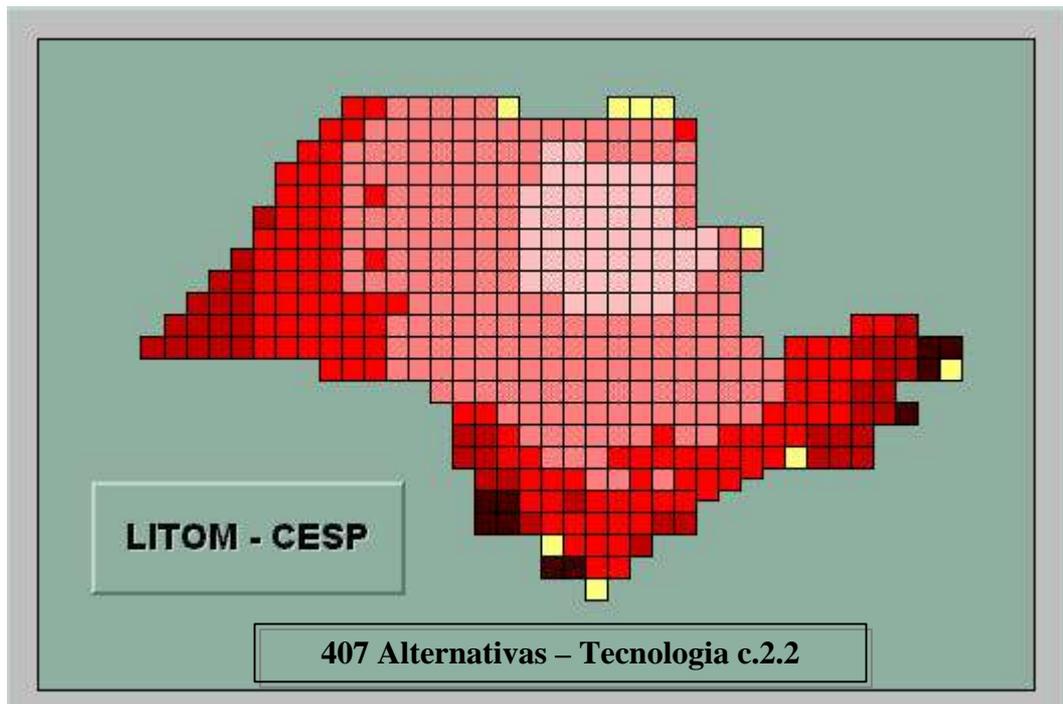
Anexo 6 – Saídas Gráficas após Simulação do SAEGET

Palheta de Cores – Escolha das cores utilizadas no estudo de caso

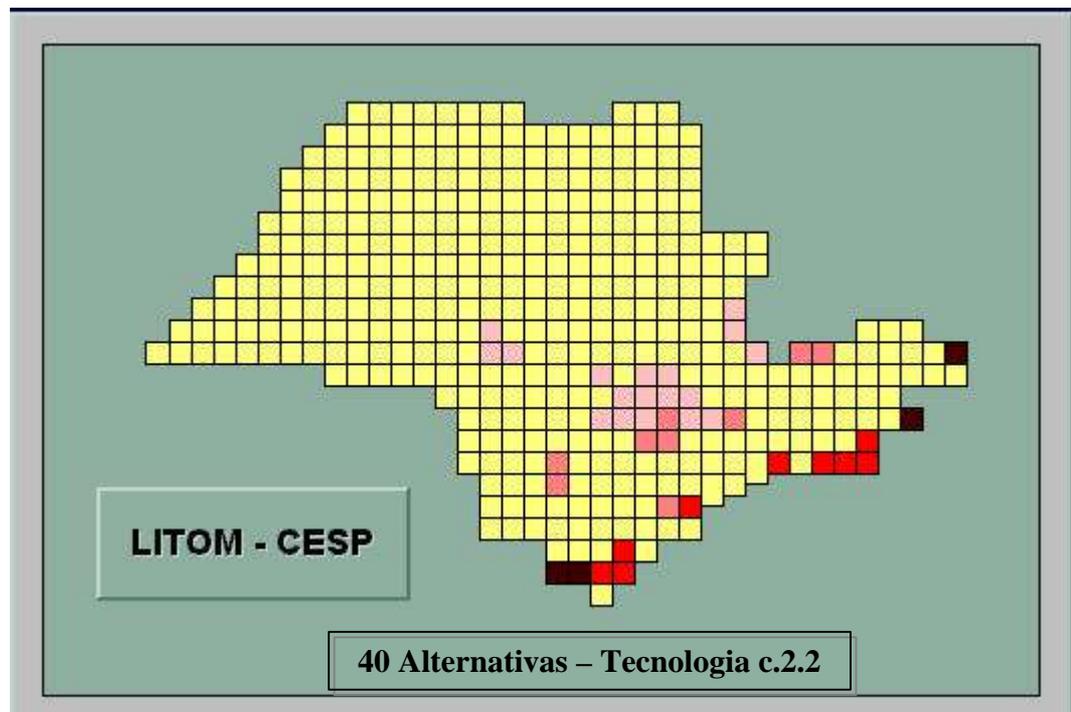
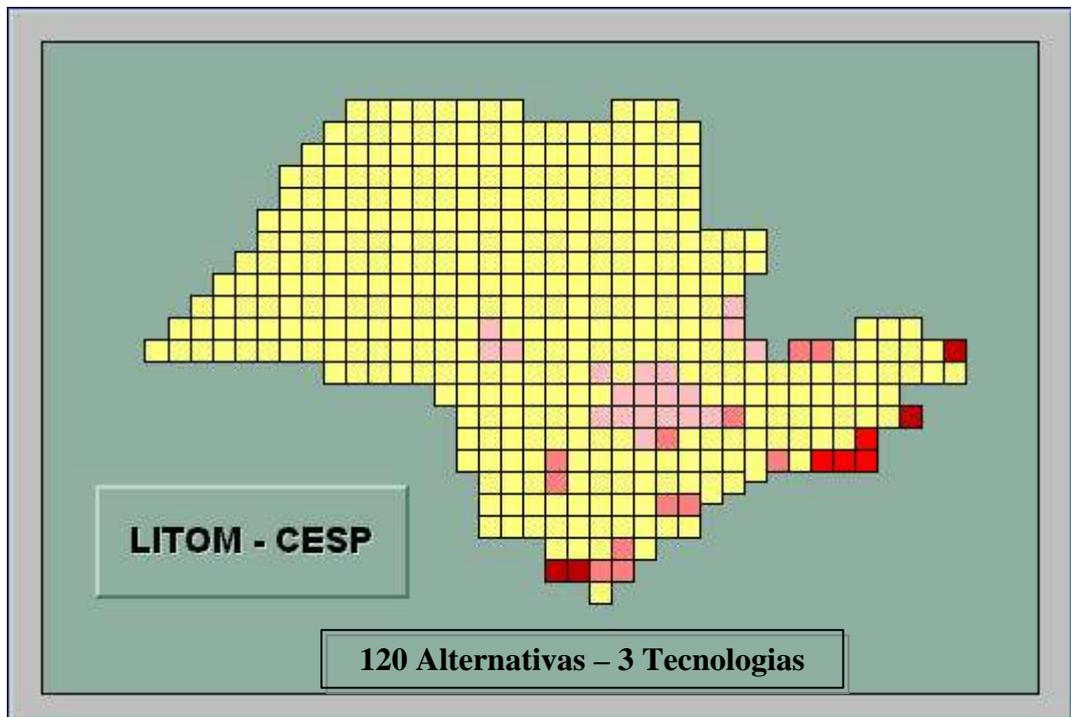


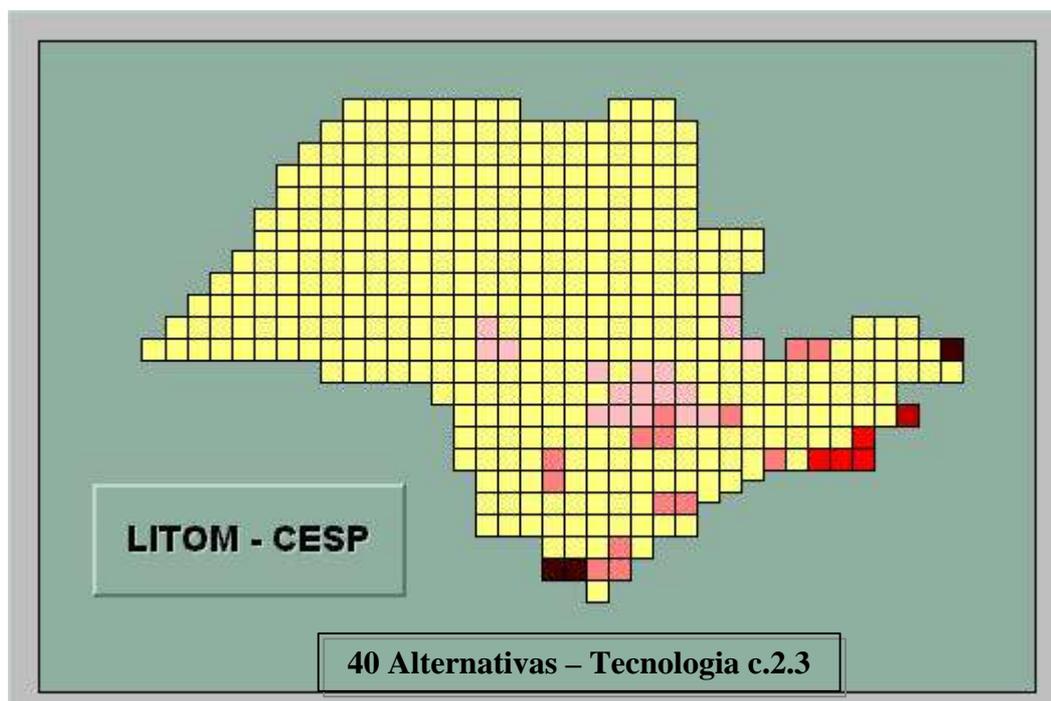
a) Município de Ribeirão Preto – Sem Restrição Ambiental (somente NO_x)



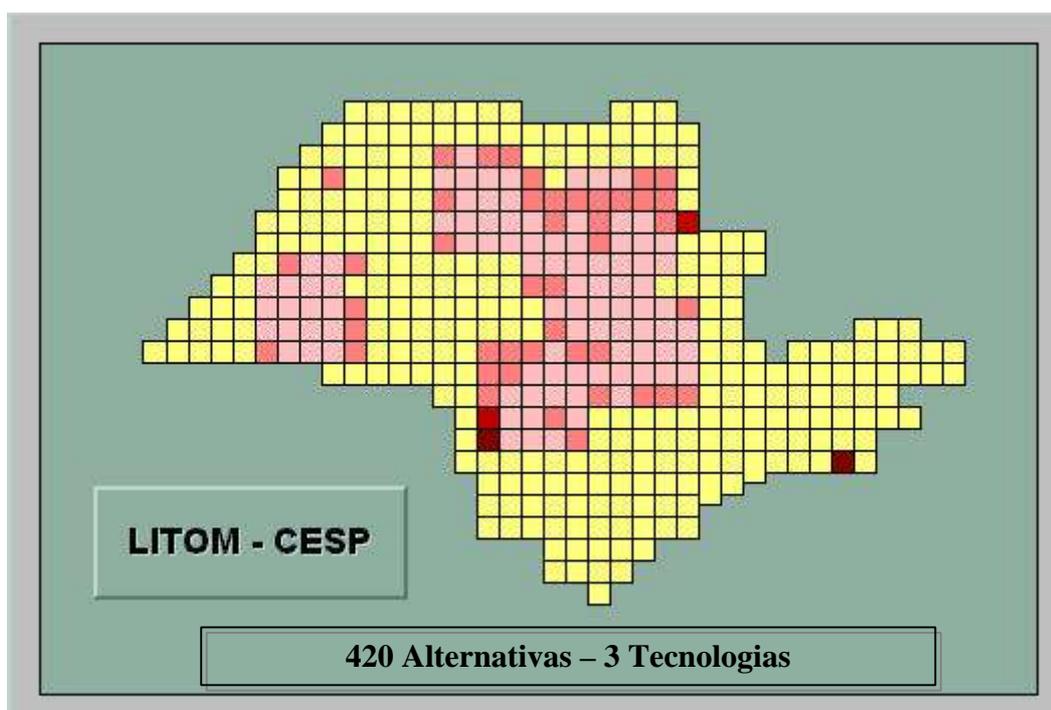


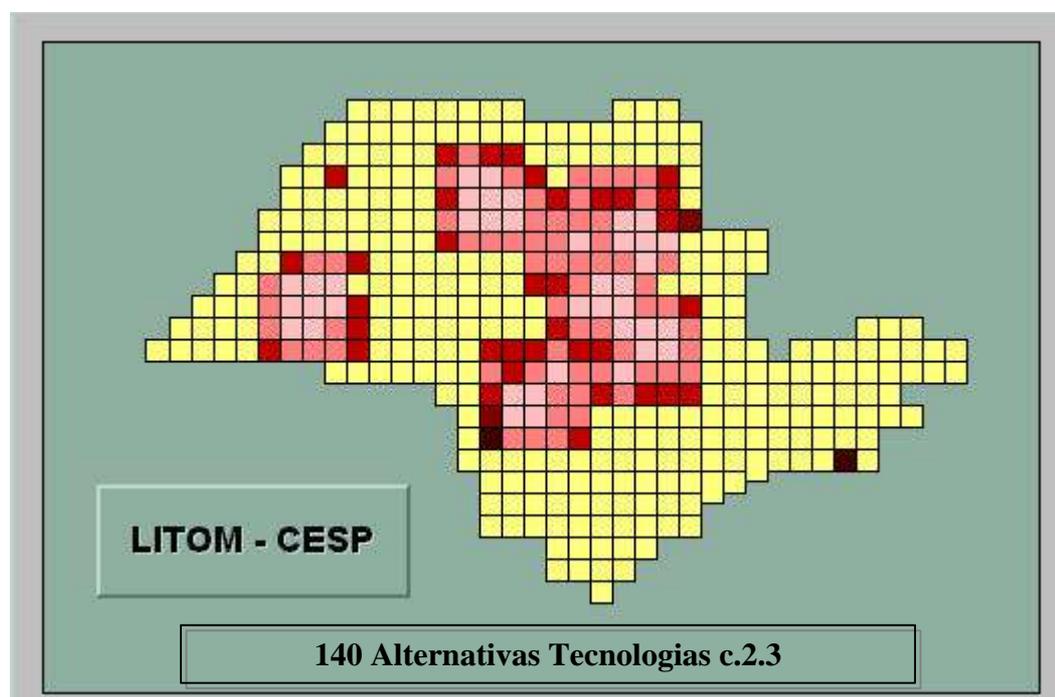
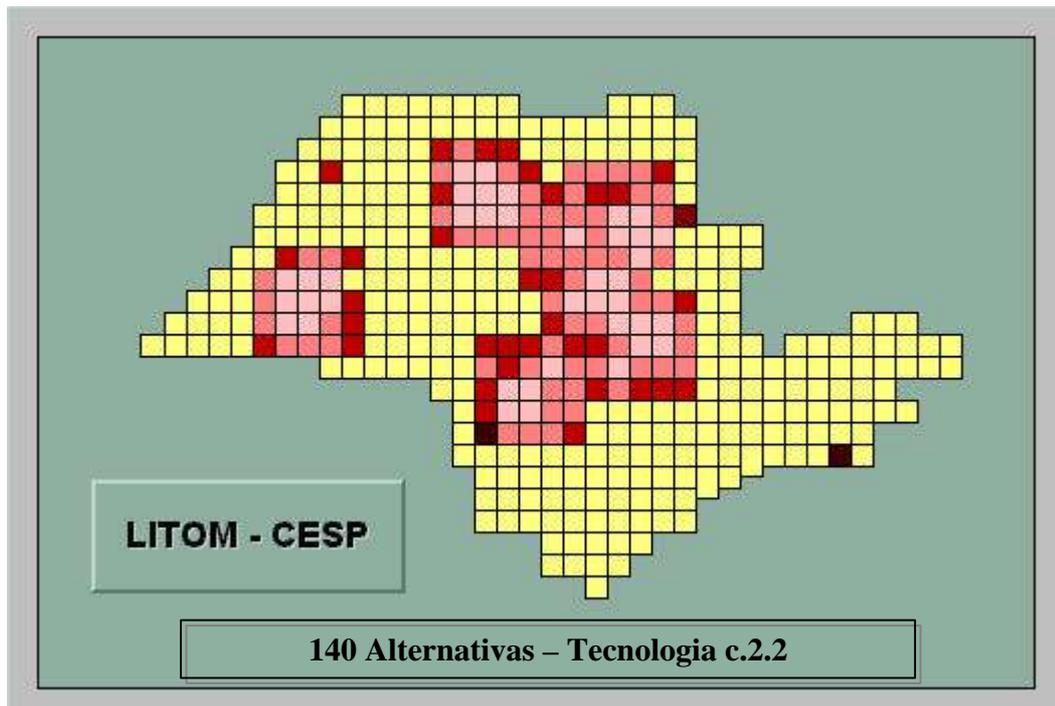
b) Município de Ribeirão Preto – Com Restrição Ambiental (total)





c) 7 Macro Regiões –Sem Restrição Ambiental (somente NO_x)





d) 7 Macro Regiões –Com Restrição Ambiental (total)

