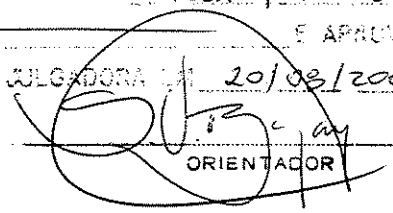


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR WILLAMY MOREIRA FROTA
E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 20/08/2004


ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro

**Autor: Willamy Moreira Frota
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay**

17/04

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro

Autor: Willamy Moreira Frota

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Vardir Bajay

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Dissertação de Mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Campinas, 2004
S.P. – Brasil

UNIDADE	BC
Nº CHAMADA	T/UNICAMP
	F93s
V	EX
TOMBO BC/	62504
PROC.	16-86-05
C	☐
D	☒
PREÇO	11,00
DATA	1º/3/05
Nº CPD	

Bib. id. 343197

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

F93s

Frota, Willamy Moreira

Sistemas isolados de energia elétrica na Amazônia no novo contexto do setor elétrico brasileiro / Willamy Moreira Frota. --Campinas, SP: [s.n.], 2004.

Orientador: Sérgio Valdir Bajay.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica. 2. Política energética. 3. Planejamento. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

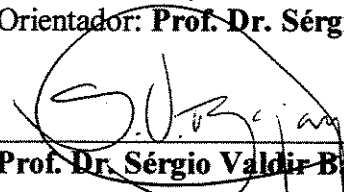
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

**Sistemas Isolados de Energia Elétrica na
Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico
Brasileiro**

Autor: Willamy Moreira Frota

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay



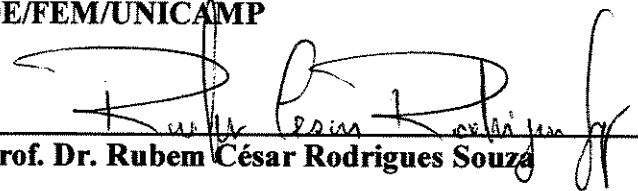
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente

DE/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Arnaldo César da Silva Walter

DE/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Rubem César Rodrigues Souza

FT/UFAM

Campinas, 20 de agosto de 2004

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha esposa Maurea Fernanda e aos meus filhos Willamy Rafael, Ian Gabriel e Alan Micael.

Agradecimentos

A Deus por me conceder mais esta oportunidade acadêmica.

Aos meus pais, Edmundo e Raimunda, pela educação e exemplo de dedicação e honestidade.

Aos meus irmãos, Whagno, Maria Zeila, Maria Zeli e Whylker, pelos incentivos que recebi.

Ao Professor Bajay, pela orientação, confiança, idéias e importantes contribuições ao longo deste trabalho.

Ao Professor Rubem (UFAM), pelo apoio e colaboração durante o curso de mestrado.

As empresas Manaus Energia, CEAM, Eletronorte e Eletrobrás pelas informações disponibilizadas.

Aos amigos Maria Sevalho, Jackson Feijó e Alcio Adler, da Manaus Energia, pelo companheirismo e ajuda nas atividades realizadas.

A todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para realização desta dissertação.

“Porque o Senhor dá a sabedoria, e da
sua boca vem a inteligência e o
entendimento”

Pv 2.6.

Resumo

FROTA, Willamy Moreira, *Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 131p. Dissertação (Mestrado).

O vetor energia elétrica assume importância significativa no processo de integração da Amazônia ao desenvolvimento nacional. O atendimento as necessidades de energia elétrica a esta região adquire, portanto, prioridade dentre os objetivos constitucionais de redução das desigualdades regionais. Na Amazônia Ocidental, pode-se dizer que a falta de energia elétrica é um fator de inibição do desenvolvimento regional e, em muitas das localidades, menores e mais isoladas, um fator de marginalização econômica, social e cultural. A região se distingue das demais regiões do País pela existência de diversos sistemas isolados, a maior parte deles de pequeno porte com baixa confiabilidade e qualidade de serviços, e com custos elevadíssimos, tendo em vista a necessidade de geração térmica a diesel e a óleo combustível, cujo montante representa cerca de 92% de todo o combustível previsto para ser utilizado no Brasil na geração de energia termoeletrônica, sinalizando um custo com combustível para o ano de 2004 superior a R\$ 3 bilhões (US\$ 1 bilhão), que é suportado, em grande parte, pelas transferências de recursos obtidos através de subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC. Neste cenário, o presente trabalho visa apresentar uma abordagem dos principais problemas estruturais, bem como algumas propostas de alternativas de soluções para os sistemas isolados de energia elétrica da região Amazônica, que possam contribuir para a melhoria das diretrizes de uma política energética compatível com as características específicas desses sistemas, no contexto do novo modelo institucional para o setor elétrico brasileiro.

Palavras-Chave

Energia Elétrica, Sistemas Isolados, Políticas Energéticas, Planejamento.

Abstract

FROTA, Willamy Moreira, *Isolated Electric Energy Systems in the Amazon Region Within the New Context of the Brazilian Electricity Supply Industry*. Campinas: Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas, 2004. 131 p. Thesis (MSc).

Electricity has a significant importance in the integration process of the Amazon Region to the national development. Therefore meeting the electricity needs of this region is a priority among the constitutional objectives concerning the reduction of regional inequalities in the country. In Western Amazon, the shortage of electricity inhibits the regional development and in many small and isolated places it is a factor of economic, social and cultural marginalization. The region is distinguished from the other ones in this country by the existence of several isolated systems, most of them with small loads, supply services with low reliability and quality and very high costs, given the local thermal generation with diesel and fuel oil, which represents about 92% of the fuel used in Brazil for thermal power generation, which cost, in 2004, over R\$ 3 billion (US\$ 1 billion), paid for, mostly, by subsidies from the Fossil Fuels Consumption Fund - CCC. Within this context, this work discusses the main structural problems, as well as some possible solutions for the electrically isolated systems in the Amazon region, which can collaborate to formulate energy policies compatible with the specified characteristics of these systems, in line with the new institutional model for the Brazilian electric power sector.

Key words:

Electric Energy, Isolated Systems, Energy Policies, Energy Planning.

Índice

Lista de Figuras	iv
Lista de Tabelas	vi
Siglas	viii
Capítulo 1 - Introdução	
1.1 Caracterização do Problema.....	1
1.2 Empresas de Energia Elétrica na Amazônia	5
1.3 Objetivos da Dissertação.....	10
1.4 Estrutura do Trabalho	11
Capítulo 2 - Sistemas Elétricos da Amazônia	
2.1 Características Gerais dos Sistemas	12
2.2 Sistema Elétrico Interligado da Amazônia.....	13
2.3 Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia.....	14
2.3.1 Sistemas Isolados do Estado de Roraima	15
2.3.2 Sistemas Isolados do Estado do Amapá.....	18
2.3.3 Sistemas Isolados do Estado do Amazonas.....	20
2.3.4 Sistemas Isolados do Estado do Acre	23
2.3.5 Sistemas Isolados do Estado de Rondônia	25
2.3.6 Sistemas Isolados do Estado do Pará.....	27
2.3.7 Sistemas Isolados do Estado de Mato Grosso	28
2.3.8 Sistema Isolado do Estado do Maranhão	29
Capítulo 3 - Especificidades dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia	
3.1 Contextualização	31
3.2 Desempenho Econômico-Financeiro das Empresas dos Sistemas Isolados	33
3.2.1 Mercados	33
3.2.2 Tributação do ICMS.....	34
3.2.3 Perdas de Energia Elétrica.....	36
3.2.4 Inadimplência	38
3.2.5 Problemas Estruturais Internos às Empresas Concessionárias	40
3.3 Planejamento da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados.....	42
3.3.1 A Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Elétricos Isolados	42
3.3.2 Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados	43

3.3.3	Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados	44
3.3.4	Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados	46
3.3.5	Cotas Mensais da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados	47
3.4	O Programa Nacional de Universalização	49
3.4.1	Objetivos	49
3.4.2	Metas	50

Capítulo 4 - Síntese do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

4.1	Cronologia da Proposta do Novo Modelo e os Sistemas Isolados	54
4.2	Premissas da Proposta do Novo Modelo	55
4.2.1	Segurança do Suprimento	56
4.2.2	Modicidade Tarifária	56
4.2.3	Ambientes de Contratação	56
4.2.4	Consumidores Livres	57
4.3	Agentes Institucionais	57
4.3.1	Atribuições Principais dos Agentes Institucionais Existentes	57
4.3.2	Novos Agentes Institucionais	59
4.4	As Bases do Modelo Proposto	60
4.4.1	Planejamento da Expansão do Setor Elétrico	60
4.4.2	Licitações	61
4.4.3	Contratação da Energia	61
4.4.4	Desverticalização	63
4.4.5	Geradores	64
4.4.6	Distribuidores	66
4.4.7	Consumidores Livres e Comercializadores	66
4.4.8	Reserva Conjuntural de Energia	67
4.4.9	Programas Setoriais do Governo	67
4.4.10	Transição	68
4.5	Aspectos Gerais	68

Capítulo 5 - Política Energética, Planejamento e Regulação para os Sistemas Isolados

5.1	Política Energética	71
5.1.1	A Necessidade de Subsídios	72
5.1.2	A Questão Tributária	76
5.2	Planejamento dos Sistemas Elétricos Isolados	76
5.2.1	Tipologia dos Sistemas Elétricos Isolados no Brasil e Algumas Perspectivas Futuras de Interconexão	77
5.2.2	A Necessidade de um Planejamento Energético Integrado	79
5.2.3	Proposta de um Processo de Planejamento e Monitoramento para os Sistemas Elétricos Isolados, Aderente ao Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	80
5.3	Regulação dos Sistemas Elétricos Isolados	83
5.3.1	A Importância e o Papel dos Agentes Reguladores	83
5.3.2	Proposta de Regulação Tarifária para os Sistemas Elétricos Isolados	86

Capítulo 6 - Melhorias de Suprimento para os Sistemas Isolados de Manaus e Macapá

6.1	Motivação	89
6.2	Interligação Elétrica ao Sistema Interligado Nacional	90

6.2.1	Estudos de Mercado	91
6.2.1.1	Composição do Mercado	92
6.2.1.2	População Beneficiada.....	92
6.2.1.3	Condições de Atendimento aos Mercados antes e após a Interligação	94
6.2.2	Características Preliminares da Interligação dos Sistemas.....	95
6.3	Aproveitamento do Gás Natural da Bacia do Solimões	96
6.3.1	Justificativa do Empreendimento	99
6.3.2	Características Principais do Gasoduto Urucu – Porto Velho.....	100
6.3.3	Características Principais do Gasoduto Coari - Manaus	102
6.4	Comparação das Alternativas.....	103
Capítulo 7 - Conclusões e Recomendações		
7.1	Considerações Finais	106
7.2	Recomendações para Trabalhos Futuros	109
Referências Bibliográficas.....		112
Anexo A: Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia.....		117
Anexo B: Investimentos Presvistos para a LT Tucuruí–Manaus Tucuruí–Manaus - Macapá		126
Anexo C: Localidades do Estado do Amazonas que poderão ser Atendidas pelo Empreendimento LT Tucuruí - Manaus - Macapá		128
Anexo D: Localidades do Estado do Amazonas que poderão ser Atendidas pelo Empreendimento Gasoduto Coari - Manaus.....		130

Lista de Figuras

Figura 1.1: Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica previsto para 2004	3
Figura 1.2: Investimentos da Eletronorte na Amazônia	9
Figura 1.3: Concessionárias distribuidoras de energia elétrica.....	10
Figura 2.1: Participação dos principais mercados no consumo total dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia em 2003	15
Figura 3.1: Evolução, entre 1999 e 2003, do índice de perdas das empresas concessionárias de energia elétrica da Região Norte	37
Figura 3.2: Segmentos consumidores responsáveis pela inadimplência nos Sistemas Elétricos Isolados da Região Norte em 2003	39
Figura 3.3: Níveis de endividamento das empresas concessionárias da Região Norte em 2003.....	41
Figura 3.4: Participação da despesa com a compra de energia na receita operacional líquida - dezembro/2003	41
Figura 3.5: Diagrama operacional do plano anual de combustíveis dos sistemas isolados	46
Figura 3.6: Mojoração dos preços dos combustíveis no Estado do Amazonas no período de janeiro/1999 a janeiro/2004.....	48
Figura 3.7: Índices de exclusão elétrica no meio rural, por Estado	52
Figura 3.8: Distribuição, por região, dos domicílios não atendidos por energia elétrica no meio rural	52
Figura 4.1: Visão geral do modelo de contratação.....	62
Figura 4.2: Visão geral das relações contratuais no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro	63
Figura 5.1: Perspectiva futura de interconexão elétrica da Região Norte	78
Figura 6.1: Distribuição do mercado da Manaus Energia por classe de consumidores, em 2003.....	90
Figura 6.2: Mapa eletrogeográfico da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá	95

Figura 6.3: Produção de gás natural (2002).....	97
Figura 6.4: Reserva de gás natural (%)	97
Figura 6.5: Aproveitamento termelétrico do gás natural da Bacia do rio Solimões	98
Figura 6.6: Proposta de derivações do gasoduto Coari-Manaus para outras localidades do Estado.....	102

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Sistema isolado da Amazônia em abril/2004)	14
Tabela 2.2: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Roraima em abril de 2004.....	17
Tabela 2.3: Características do sistema de transmissão da Eletronorte/Bovesa	17
Tabela 2.4: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amapá em abril de 2004.....	19
Tabela 2.5: Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá.....	19
Tabela 2.6: Características do sistema de distribuição da CEA	20
Tabela 2.7: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amazonas em abril de 2004.....	22
Tabela 2.8: Características do sistema de transmissão da Manaus Energia	22
Tabela 2.9: Características do sistema de distribuição da CEAM	22
Tabela 2.10: Capacidade Geradora Instalada nos Sistemas Isolados do Acre em abril de 2004.....	24
Tabela 2.11: Características do Sistema de Transmissão da Eletronorte no Acre.....	24
Tabela 2.12: Características do Sistema de Distribuição da Eletroacre.....	25
Tabela 2.13: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Rondônia em abril de 2004.....	26
Tabela 2.14: Características do sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia	27
Tabela 2.15: Características do sistema de transmissão da Ceron.....	27
Tabela 2.16: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Pará em abril de 2004.....	28
Tabela 2.17: Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Mato Grosso em abril de 2004	29

Tabela 2.18: Características do sistema de transmissão da Cemat	29
Tabela 2.19: Capacidade geradora instalada no sistema isolado do Maranhão em abril de 2004.....	30
Tabela 3.1: Índices médios de perdas nos sistemas elétricos brasileiros	36
Tabela 3.2: Quadro resumo dos custos, receitas, tarifas e resultados financeiros da Eletronorte nos sistemas isolados no ano de 2003.....	40
Tabela 3.3: Metas anuais de atendimento do Programa Luz Para Todos.....	51
Tabela 4.1: Demandas e prazos de antecedência a serem atendidos por potenciais consumidores livres.....	57
Tabela 5.1: Resultado operacional das empresas da Região Norte em 2003	75
Tabela 6.1: População da Região Amazônica	93
Tabela 6.2: Projeção da população beneficiada com a interligação, na margem esquerda do rio Amazonas.....	93
Tabela 6.3: Porcentagem da população beneficiada com a interligação, na margem esquerda do rio Amazonas	93
Tabela 6.4: Projeção do mercado de energia elétrica – ciclo 2003 Sistema Manaus.....	104

Siglas

ABAR – Associação Brasileira de Agências de Regulação

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BOVESA – Boa Vista Energia S.A.

CBEE – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CCC-Isol – Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá S.A.

CEAM – Companhia Energética do Amazonas

CELPA – Centrais Elétricas do Pará S.A.

CELTINS – Companhia Energética de Tocantins S.A.

CEM – Companhia de Eletricidade de Manaus S.A.

CEMAR – Companhia Energética do Maranhão S.A.

CEMAT – Centrais Elétricas de Mato Grosso S.A.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais S/A

CENAEE – Conselho Nacional de Águas e energia Elétrica

CENTREL – Central Europe Transmission System Operators

CER – Companhia Energética de Roraima S.A.

CERON – Centrais Elétricas de Rondônia S.A.

CGEU – Comitê Gestor Estadual de Universalização
CHE – Complexo Hidrelétrico
CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco S.A.
CIGÁS – Companhia de Gás do Estado do Amazonas
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
CSPG – Concessionários de Serviços Públicos de Geração
CTDO – Comitê Técnico para Desenvolvimento da Oferta
CTEM – Comitê Técnico de Estudos de Mercado
CTET – Comitê Técnico de Estudos de Transmissão
EDELCA – Electrificación del Caroni C. A.
ELETROACRE – Companhia de Eletricidade do Acre S.A.
ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A
ENERAM – Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPIA – Estudo Prévio de Impacto Ambiental
FURNAS – Furnas Centrais Elétricas S.A.
GASPETRO – Petrobras Gás S.A.
GCOI – Grupo de Coordenação para a Operação Interligada
GCPS – Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos
GLP – Gás Liquefeito de Petróleo
GNL – Gás Natural Liquefeito
GTON – Grupo Técnico Operacional da Região Norte
ICMS – Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano
LT – Linha de Transmissão
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MESA – Manaus Energia S.A.
MINFRA – Ministério da Infra-Estrutura

MME – Ministério de Minas e Energia
MPOG – Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão
OC – Óleo Combustível
OD – Óleo Diesel
O&M – Operação e Manutenção
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSI – Operador dos Sistemas Isolados
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos
PDET – Plano Determinativo da Expansão da Transmissão
PELP – Plano de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
PGE – Óleo Combustível para Geração Elétrica
PIB – Produto Interno Bruto
PIE – Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças
PND – Programa Nacional de Desestatização
POECP – Plano de Operação e Expansão de Curto Prazo
PPA – Plano Plurianual de Atividades
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PTE – Óleo Leve para Turbina Elétrica
RGR – Reserva Global de Reversão
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
SE – Subestação
SIAGE – Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial
SIN – Sistema Interligado Nacional
TUSD – Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição
UHE – Usina Hidrelétrica
UTE – Usina Termelétrica

Capítulo 1

Introdução

1.1 Caracterização do Problema

No contexto mundial, o setor elétrico tem passado por importantes mudanças estruturais. Ao longo do século XX, em todo o mundo, o setor elétrico de cada país foi focado em função de questões polarizadas da seguinte forma: atividade comercial livre versus regulada; atividade comercial versus estratégias; serviço público versus insumo comercial para empresas e famílias; atividade privada versus estatal. Esse debate ocorre continuamente, ora prevalecendo uma posição, ora outra.

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica eram privadas, incluindo aí as do Brasil. Na década de 30, alguns países optaram pela estatização dos serviços públicos. No Brasil, a partir de meados dos anos 50, por força de conflitos entre governo e empresas privadas em torno de tarifas e da necessidade de promover a industrialização, deu-se uma gradual estatização, concluída por volta de 1970, com resultados técnicos positivos e ganhos para o País.

As últimas décadas do século XX, ao contrário, foram marcadas, em todo o mundo, pela volta à privatização, pela intolerância para com a ineficiência estatal e pela confiança na sociedade em dispor de rédeas institucionais para conduzir a seu favor a dinâmica da empresa privada. Cada país, no entanto, possui sua própria especificidade no tocante a esses amplos movimentos históricos, como é o exemplo do setor elétrico. Apesar desse setor apresentar atributos técnico-econômicos similares nos diversos países, as diferenças sócio-culturais, organizacionais e institucionais possibilitam a formação de diferentes modelos de atuação.

No Brasil, o modelo institucional vigente procura instaurar a competição na geração e na comercialização e garantir livre o acesso na transmissão e na distribuição. No entanto, algumas características do setor elétrico brasileiro, especificamente a base predominantemente hídrica do parque gerador e o seu funcionamento interligado e coordenado, tornam mais complexa a introdução da competição. Além disto, existem ainda outros complicadores, como a dimensão continental, as diversidades regionais, o grande potencial de crescimento do mercado e a pouca tradição regulatória no País.

O modelo estatal, no Brasil e em alguns outros países, teve problemas no final da década de 1970 e durante a década de 1980. A reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciou-se a partir de meados da década de 90. O novo modelo foi implantado a partir de idéias de inserção da competição no setor e fortalecimento do Estado Regulador. Para tanto, a Constituição de 1988 foi modificada e foram promulgadas leis que permitiram a continuação do processo de privatização. Dentre elas, a lei que criou o Programa Nacional de Desestatização (PND) e a lei das concessões.

A concepção inicial do modelo não respeitou características técnicas e institucionais do País e, além disso, teve um desastroso processo de execução. Em virtude disto, incertezas e riscos adicionais foram se agregando, culminando na crise de energia de 2001/2002. Com o objetivo de solucionar os inúmeros problemas então existentes, o governo criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. No entanto, com um “pano de fundo” caracterizado pelo fim de mandato de uma administração com uma base de sustentação enfraquecida e com a campanha eleitoral da oposição inexoravelmente explorando o grave episódio da crise de abastecimento recém-superada, este comitê não teve tempo hábil nem apoio político para executar as mudanças necessárias à reorganização do setor elétrico brasileiro, persistindo várias indefinições sobre o marco regulatório.

É neste contexto que os agentes do setor elétrico se posicionam e definem as suas estratégias, que, por seu turno, serão determinantes para o crescimento da oferta de eletricidade e, conseqüentemente, para o futuro do setor.

Assim, o setor elétrico brasileiro, a partir das leis, decretos e resoluções que sucederam a Constituição Federal de 1988, vem vivenciando momentos de grandes mudanças estruturais, com

a introdução de novos conceitos que visam incrementar o aporte de capital privado ao setor e garantir a expansão da oferta de energia elétrica necessária ao atendimento adequado do mercado, cujo crescimento previsto para a próxima década é de aproximadamente 5% ao ano.

Existe, no entanto, uma parte deste setor, denominada “sistemas isolados”, na qual é importante a implementação em curto prazo desta nova política de expansão da oferta. Os sistemas isolados estão localizados, em sua grande maioria, na Região Norte e, apesar de atenderem apenas cerca de 2% do mercado total de energia elétrica do Brasil, compreendem, aproximadamente 45% da área do território nacional e uma população de cerca de 7 milhões de pessoas (4% da população brasileira). O montante das localidades em questão, muito dispersas, é de aproximadamente 300, atendidas por cerca de 1300 unidades geradoras com capacidade instalada total de 3.214,1 MW (4% da potência instalada do País), sendo 606 MW de origem hidráulica. A área de concessão de responsabilidade dos sistemas isolados aloja uma parte significativa da população que ainda não tem acesso à eletricidade, ou cujo acesso é limitado.

No entanto, apesar das empresas de energia elétrica da Amazônia atenderem a apenas 2% do mercado brasileiro, conforme indicado na Figura 1.1, elas têm uma função estratégica em termos geopolíticos na Região Amazônica, contribuindo para a fixação do homem no interior, gerando riquezas e proporcionando condições mínimas de infra-estrutura para diminuir o êxodo interior-capital, fator de preservação da soberania brasileira na Amazônia, e componente indispensável para a melhoria da qualidade de vida e inclusão social do cidadão amazônida.

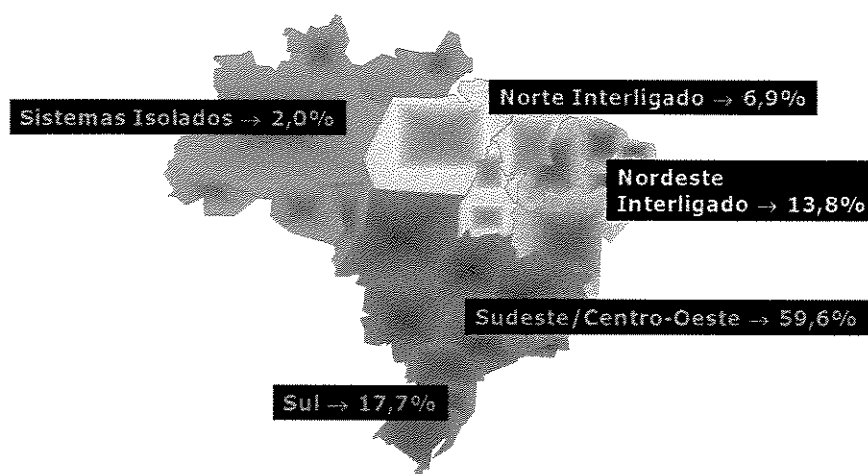


Figura 1.1 – Distribuição geográfica do consumo de energia elétrica previsto para 2004
Fonte: Eletrobrás, 2004a.

O Produto Interno Bruto (PIB) é um importante indicador do grau de desenvolvimento de um país ou de uma região e tem uma forte relação com o uso da eletricidade. Na área dos sistemas isolados da Região Norte, que abrange os estados do Amazonas, Acre, Rondônia, Amapá, Roraima e parte do interior do Pará, o PIB local corresponde a cerca de 3,5 % do PIB nacional, com destaque para o estado do Amazonas, que contribui com cerca de 2% do PIB nacional.

Estas estatísticas demonstram o baixo grau de desenvolvimento econômico desta região, em que as indústrias, em geral, ainda são incipientes e dependentes de infra-estrutura para se desenvolverem, principalmente de um fornecimento de energia elétrica com qualidade e confiabilidade. Isso mostra a necessidade de uma forte presença do Estado na infra-estrutura a fim de promover o desenvolvimento da região e atrair investimentos privados.

A falta de escala econômica dos Sistemas Elétricos Isolados para exploração do negócio de geração de energia elétrica, notadamente aqueles localizados no interior dos estados, acarreta a escassez de recursos financeiros já que, para serem compensadoras, as tarifas resultariam extremamente elevadas.

Assim, os sistemas eletricamente isolados da Amazônia dificilmente poderão, nas próximas décadas, ter seu suprimento elétrico realizado dentro de princípios exclusivamente comerciais. Para que uma empresa possa atuar lucrativamente nessa região e atender adequadamente às necessidades energéticas da população, a preços compatíveis com a renda local, são necessários subsídios. Para minimizar seus possíveis efeitos negativos sobre a eficiência produtiva, esses subsídios devem ser transparentes e cuidadosamente ajustados e acompanhados, independentemente dos serviços executados serem levados a efeito pelo setor privado ou por empresas estatais.

No quadro atual, os subsídios existentes são apenas parcialmente visíveis, através da chamada “Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-Isol)”, que, pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, se encerrará em 2022, ficando os demais subsídios em grande parte encobertos, absorvidos nas contas das empresas estatais que operam na região. Logo, a ação direta do Estado, como produtor, provê a maior parte dos subsídios necessários, obscurecendo a

necessidade de um tratamento institucional mais adequado para os mesmos, considerando-se que nos processos de geração tem-se um custo mais elevado que no resto do País, com formas de energia mais caras, sem escala e em localidades com dificuldades de acesso, o que encarece a manutenção dos equipamentos e o suprimento dos combustíveis utilizados na geração de energia elétrica. Os custos de distribuição e, principalmente, os custos de “comercialização” também são elevados, incluindo-se, nestes últimos, os causados pelas perdas e inadimplência, comuns na região.

Desse modo, é preciso definir uma política específica para os sistemas elétricos isolados da Região Norte, capaz de atender satisfatoriamente às suas necessidades, visando a integração da Amazônia e a consolidação do desenvolvimento regional.

1.2 Empresas de Energia Elétrica na Amazônia

A partir da década de 50, um novo modelo institucional para o setor elétrico foi implementado no Brasil, com a criação de empresas públicas federais e estaduais. Na Amazônia este processo não foi diferente, como pode ser observado na cronologia de criação das concessionárias estaduais de energia elétrica na região, no período compreendido entre 1950 e 1970:

- Em 1952 foi criada, por lei estadual, a Companhia de Eletricidade de Manaus (CEM), que incorporou a *Manaus Tramways and Light Company Ltd. — Manaus Tramways*, com o objetivo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica à cidade de Manaus.
- Em 1956, por autorização federal, foi criada a Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA), a mais antiga concessionária pública estadual de energia elétrica da Região Norte. Destinada a construir e explorar os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado do Amapá. A CEA logo deu início aos estudos visando a construção da usina hidrelétrica (UHE) Coaracy Nunes, no rio Araguari.
- Em 1956 foi criada, por lei estadual, a Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. (Cemat). Ela foi constituída em 1958 com a finalidade de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica para Cuiabá. A empresa passou a gerenciar as UHEs Casca 1 e Casca II, além de pequenas termelétricas existentes no interior do Estado.

- Para prover o fornecimento de eletricidade antes realizado pelo Serviço de Água, Esgoto, Luz e Prensa de Algodão - Saelpa, no Maranhão, foi criada em 1958, por lei estadual, a Companhia Energética do Maranhão (Cemar).
- Em 1960 foi criada a Centrais Elétricas do Pará S.A. (Celpa). Ela foi constituída em 1962 como um desdobramento da Comissão Estadual de Energia (CEEE), com o objetivo de implantar o 1º Plano Estadual de Eletrificação no Estado do Pará. Em 1969 a Celpa passou a atender a capital do estado, em virtude da incorporação da empresa Força e Luz do Pará S.A. (Forluz). Essa empresa, de economia mista, cujo maior acionista era a prefeitura municipal de Belém, produzia e distribuía energia elétrica na capital paraense desde 1956.
- Em 1963, por iniciativa do governo estadual, foi criada a Centrais Elétricas do Amazonas S.A. (Celetramazon), com o objetivo de distribuir energia elétrica no interior do Estado do Amazonas. Em 1983 a Celetramazon mudou de razão social, passando a se denominar Companhia Energética do Amazonas (CEAM), responsável até hoje pela distribuição de energia elétrica em todo o estado do Amazonas, com exceção da capital, Manaus.
- Em 1965, por lei estadual, foi criada a Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre), que, posteriormente, encampou diversas unidades térmicas municipais, com a finalidade de fornecer e distribuir energia elétrica para todos os municípios do estado.
- Em 1968 foi criada, por lei federal, a Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (Ceron), constituída em 1969 com o objetivo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica para Porto Velho. Após a sua criação, a empresa incorporou o Serviço de Abastecimento de Água, Luz e Força do Território (SAALFT), que atendia Porto Velho e Guajará-Mirim, e os serviços de eletricidade das demais prefeituras municipais.
- Em 1968 foi criada a Centrais Elétricas de Roraima (CER), pela mesma lei federal que criou a Ceron. A empresa foi constituída em 1969, com a finalidade de transmitir e distribuir energia elétrica para o então Território de Roraima. Atualmente a empresa é denominada Companhia Energética de Roraima, mantendo, no entanto, a mesma sigla anterior - CER.

A partir dos anos 50, o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu a taxas bastante elevadas, superiores à taxa de crescimento econômico, fruto da rápida expansão da produção industrial e da extensão do suprimento elétrico a novas regiões do território nacional. Para suportar o desenvolvimento econômico do País, fez-se necessária a criação de uma infra-estrutura de energia elétrica baseada na construção de usinas hidrelétricas de grande porte, concebidas para atender a mercados mais amplos, não mais restritos a um único estado.

Antes de 1960, as usinas hidrelétricas eram construídas sem um conhecimento detalhado da bacia hidrográfica e do sistema de transmissão a ele associado. A necessidade de novos projetos hidrelétricos, de grande porte, e a gradual interligação dos sistemas elétricos passaram a exigir estudos energéticos de maior amplitude. Com esse objetivo, o Ministério de Minas e Energia formou comitês específicos para as regiões brasileiras.

Em 31 de dezembro de 1968 foi criado o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia (Eneram), cuja principal atribuição era a de supervisionar estudos visando a investigação das possibilidades de aproveitamentos hidrelétricos para suprimento das áreas prioritárias e pólos de desenvolvimento criados na Amazônia pelo Governo Federal.

Os estudos do Eneram contribuíram para a revisão de uma crença generalizada acerca da impossibilidade do aproveitamento dos rios da Amazônia para a geração de energia elétrica.

Em 6 de janeiro de 1972 o Eneram encerrou suas atividades, recomendando que o prosseguimento dos estudos hidroenergéticos da Amazônia deveria ficar a cargo de entidade especializada, subsidiária da Eletrobrás, a qual, permanentemente integrada na problemática da região, pudesse acompanhar a dinâmica de sua evolução. Nessa altura, a idéia de se constituir uma empresa de energia elétrica de âmbito regional para a Amazônia, atendendo as sugestões do Eneram, já estava bastante amadurecida.

Nesse sentido, a criação da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) foi prevista na Lei nº 5.824, promulgada em 14 de novembro de 1972. Em 20 de junho de 1973 a Eletronorte foi oficialmente constituída. Sua área de atuação abrangia, inicialmente, os estados do Amazonas, Pará, Acre, Mato Grosso (ao norte do paralelo 18º) e Goiás (ao norte do paralelo 15º)

e os antigos territórios do Amapá, Roraima e Rondônia.

Entre 1976 e 1980 a Eletronorte assumiu o planejamento, a operação e a manutenção dos parques geradores termelétricos de Belém, Manaus, Porto Velho e Rio Branco. Em Manaus assumiu também a distribuição de energia elétrica, por intermédio da incorporação da Companhia de Eletricidade de Manaus (CEM).

Em março de 1980 a área de atuação da Eletronorte foi alterada, passando a incluir o estado do Maranhão, todo o atual estado de Mato Grosso e a área de Goiás (ao norte do paralelo 12°), totalizando quase 5.000.000 km² (58% do território brasileiro).

Na década de 1980 a Eletronorte assumiu o papel de grande supridora de energia elétrica da Região Amazônica, atendendo às demandas das concessionárias estaduais e dos consumidores industriais eletrointensivos (notadamente nos estados do Pará e Maranhão).

Em 1981 a Eletronorte absorveu as instalações e os equipamentos de transmissão de Furnas Centrais Elétricas no estado do Mato Grosso e, em 1989, incorporou o sistema de geração, transmissão e distribuição da cidade de Boa Vista (RR).

Assim, a criação da Eletronorte representou um marco para a promoção do desenvolvimento econômico da Região Amazônica, dotada até então de precárias condições de infra-estrutura, através da garantia do suprimento de energia elétrica.

No período compreendido entre o final da década de 1970 e início da década de 1990 o Governo Federal, através da Eletronorte, investiu maciçamente na ampliação e na recuperação dos parques geradores e dos sistemas de transmissão da Amazônia. Nesse período foram construídas as usinas hidrelétricas de Coaracy Nunes (AP), Tucuruí (PA), Balbina (AM) e Samuel (RO), e recuperados os parques termelétricos das capitais Manaus, Rio Branco, Porto Velho e Belém, além dos grandes sistemas de transmissão para escoar a energia produzida pelas usinas hidrelétricas.

A Figura 1.2 apresenta os investimentos realizados pela Eletronorte na Região Amazônica no período compreendido entre 1976 e 2003, totalizando mais de 14 US\$ bilhões, no qual

observa-se um grande investimento no período de 1979 a 1989 devido, principalmente, aos empreendimentos associados aos projetos das UHEs Tucuruí, Samuel e Balbina. Tal montante representa uma significativa parcela do total de investimentos federais na região, o que consolida o papel da Eletronorte como uma verdadeira agência de desenvolvimento econômico da Amazônia.

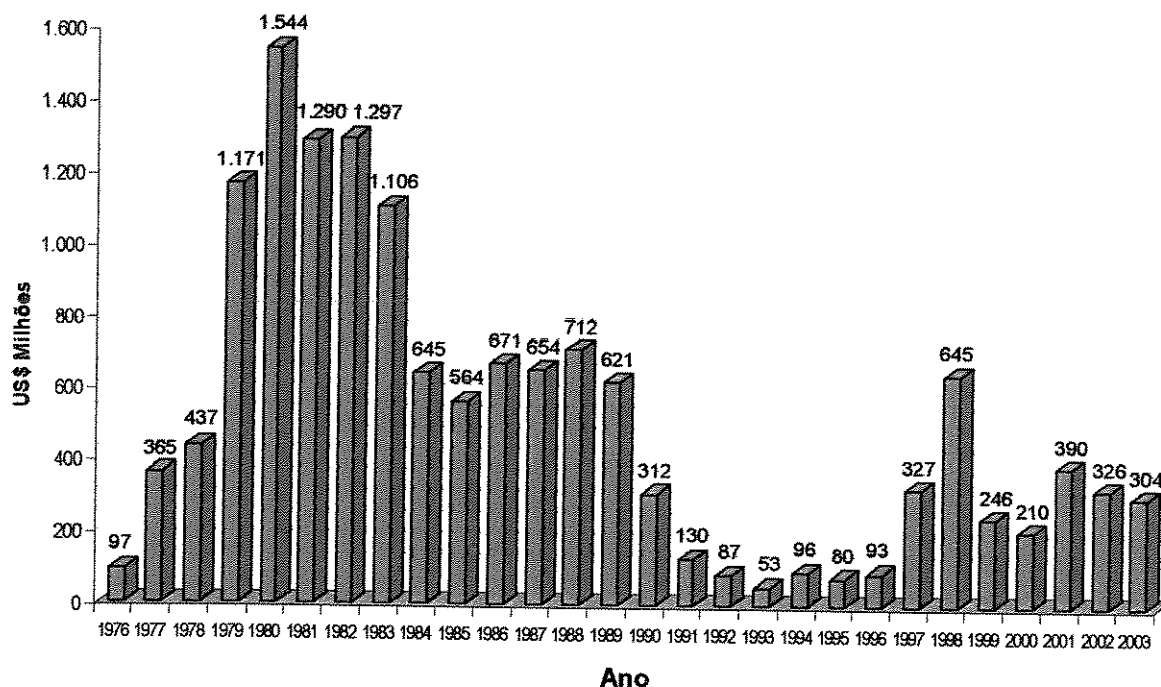


Figura 1.2 - Investimentos da Eletronorte na Amazônia
 Fonte: Eletronorte, 2004.

Ainda na Região Amazônica, em consequência da criação do estado do Tocantins, em 20 de março de 1989, foi criada a Companhia Energética do Estado do Tocantins (Celtins), empresa privada de energia elétrica, que passou a ser a responsável pelo fornecimento de energia elétrica no estado.

No final da década de 1990, com a cisão parcial da Eletronorte, em 4 de fevereiro de 1998, foram criadas as empresas Manaus Energia S.A. (MESA) e Boa Vista Energia S.A. (Bovesa), que se transformaram em subsidiárias integrais da Eletronorte, responsáveis pela produção, distribuição e comercialização de energia elétrica às capitais, Manaus e Boa Vista, respectivamente.

A Figura 1.3 apresenta a relação de concessionárias estaduais e federais de energia elétrica que atuam na Região Amazônica atualmente.

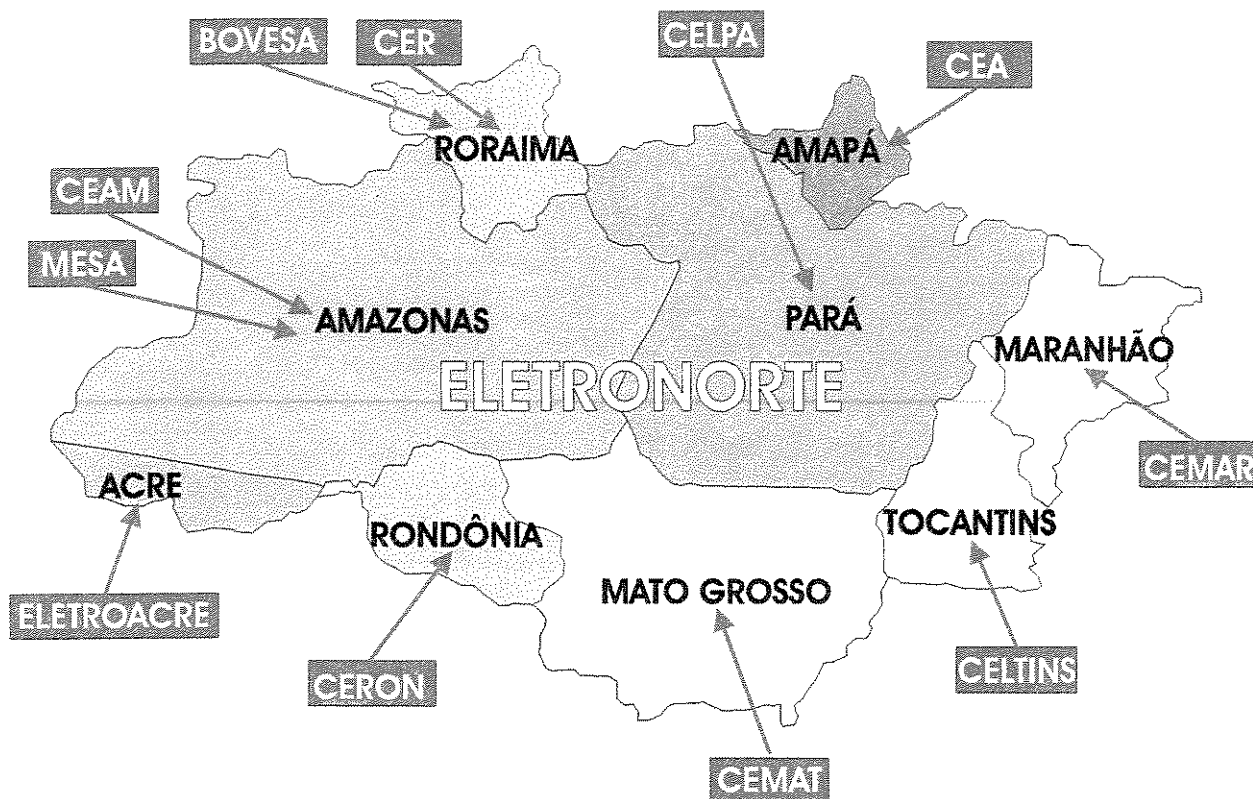


Figura 1.3 - Concessionárias distribuidoras de energia elétrica da Amazônia
Fonte: Eletronorte, 2004.

1.3 Objetivos da Dissertação

O presente trabalho tem como principais objetivos mostrar a preocupante realidade dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, abordando seus principais problemas estruturais, e apresentar propostas de diretrizes para um modelo institucional que contemple as especificidades dos sistemas eletricamente isolados da Região Amazônica.

Estas propostas destacam as questões da formulação de políticas energéticas, a realização de exercícios de planejamento e o estabelecimento de práticas regulatórias moldadas para as características e necessidades existentes nestes sistemas.

Um outro objetivo da dissertação é discutir alternativas de melhoria das condições de suprimento de eletricidade em Manaus, Macapá e Porto Velho, através de interligações com o Sistema Interligado Nacional (SIN) e, também, através do aproveitamento das jazidas de gás natural de Urucu (AM) para a geração de energia elétrica em algumas destas localidades.

1.4 Estrutura do Trabalho

A dissertação está dividida em sete capítulos, incluindo esta introdução. No capítulo 2 são apresentadas as principais características dos sistemas elétricos isolados da Região Amazônica. As dificuldades operacionais das empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica da região são relatadas no capítulo 3. O capítulo 4 foca as premissas gerais da proposta do novo modelo do setor elétrico brasileiro. No capítulo 5 são apresentadas às propostas e as sugestões quanto à política energética, planejamento e regulação para os sistemas eletricamente isolados. O capítulo 6 aborda as alternativas de melhorias para os sistemas isolados de Manaus, Macapá e Porto Velho, através da possibilidade da interligação elétrica com a rede básica nacional e a utilização do gás natural da província petrolífera da Bacia do Urucu (AM) para geração de energia elétrica para os sistemas Manaus e Porto Velho. Por último, o capítulo 7 apresenta as considerações finais e as recomendações para possíveis desdobramentos deste trabalho.

Capítulo 2

Sistemas Elétricos da Amazônia

2.1 Características Gerais dos Sistemas

O sistema elétrico brasileiro é constituído por um grande sistema interligado de porte continental, que conecta as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Região Norte, e de centenas de pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na Região Amazônica.

Apesar das dimensões continentais do Brasil, o fornecimento de energia elétrica é um dos serviços públicos mais universalizados, ao atender cerca de 92% dos domicílios do País. Em 2003, a carga própria atendida (consumo próprio + perdas) foi de cerca de 375,5 TWh, beneficiando 53 milhões de consumidores. O consumo residencial foi responsável por 25% do total da carga própria, o consumo industrial respondeu por 43%, com um número substancial de usuários eletrointensivos de grande porte. A demanda comercial respondeu por 16%, os demais setores por 16%, enquanto que as perdas totalizaram 16,3% (CTEM/CCPE: 2004).

Nos últimos 10 anos, o mercado de energia elétrica brasileiro tem crescido a uma taxa média de 3,8% ao ano. Nos próximos 10 anos, prevê-se um crescimento da carga própria de energia a uma taxa da ordem de 4,8% ao ano no Sistema Interligado Nacional (SIN), e de 7,0% ao ano nos sistemas isolados (CTEM/CCPE: 2004).

Para atender a um mercado com essa abrangência, o sistema elétrico brasileiro se baseia em um parque gerador hidrotérmico, constituído predominantemente por usinas hidrelétricas, e uma complexa malha de linhas de transmissão e de redes de distribuição interconectadas, dada a grande distância entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Na Amazônia, em função de suas características específicas, o sistema elétrico da região não é único, contínuo e integrado. A grande extensão territorial e a dispersão dos centros de carga constituem, ainda, um impedimento para a existência de um sistema totalmente interligado.

Atualmente os sistemas elétricos amazônicos podem ser classificados em dois grandes grupos:

- Sistema Interligado da Amazônia;
- Sistemas Isolados da Amazônia.

2.2 Sistema Elétrico Interligado da Amazônia

O Sistema Interligado Brasileiro apresenta ramificações que suprem de energia elétrica algumas regiões e/ou estados amazônicos, constituindo alguns subsistemas elétricos regionais. Estes subsistemas são divididos geograficamente em dois grupos: Subsistema Interligado Mato Grosso e Subsistema Interligado Norte.

O Subsistema Interligado Mato Grosso é uma extensão radial do Sistema Sudeste/Centro-Oeste. Este sistema atende o sul do estado do Mato Grosso, região polarizada por Cuiabá, além das regiões Sudoeste, Sudeste e Nordeste daquele Estado. Parte da Região Norte e a totalidade das Regiões Noroeste e Oeste de Mato Grosso ainda são supridas por sistemas isolados.

A energia consumida neste sistema é fornecida pela empresa Furnas Centrais Elétricas S.A., por produtores independentes de energia, autoprodutores, e distribuída pela Centrais Elétricas do Mato Grosso - Cemat, tanto na capital, quanto no interior. O sistema de transmissão em operação no Estado é de responsabilidade da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte e da Cemat.

O Subsistema Norte atende os estados do Pará, Maranhão e Tocantins. Este sistema iniciou sua operação em outubro de 1981, através da interligação dos Sistemas Norte-Nordeste e foi ampliado em 1998, com a construção da LT Norte-Sul. É suprido majoritariamente com a energia gerada pela UHE Tucuruí, e os seus excedentes transferidos para os Subsistemas Nordeste (Companhia Hidroelétrica do São Francisco S.A. - Chesf) e Sudeste/Centro-Oeste (Furnas), com os quais são feitos intercâmbios, objetivando otimizar a operação dos seus

reservatórios. Nos períodos de seca do rio Tocantins, há eventuais fluxos de energia das Regiões Sudeste e Nordeste para a Região Norte.

No estado do Pará, este sistema atende a capital Belém, as regiões do Baixo Tocantins e as regiões nordeste, sudeste, oeste e leste do estado, via suprimento ao Sistema das Centrais Elétricas do Pará S.A.- Celpa. Atualmente, cerca de 95% do mercado total da Celpa é atendido pelo Subsistema Norte Interligado. Algumas localidades situadas no sul, sudoeste e norte do Pará, principalmente na margem esquerda do rio Amazonas, ainda são supridas por sistemas isolados.

No estado do Maranhão, o Subsistema Norte Interligado atende quase a totalidade do Estado. O estado de Tocantins é totalmente atendido pelo SIN, seja através do Subsistema Norte, seja pelo Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

2.3 Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia

Segundo dados do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, em abril de 2004, existiam em operação na Região Amazônica 289 sistemas isolados autorizados pela ANEEL, totalizando 1.275 unidades geradoras e 3.207,6 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Sistemas Isolados da Amazônia (abril/2004)

<i>ESTADO</i>	<i>Nº DE SISTEMAS</i>	<i>Nº DE UNIDADES GERADORAS</i>	<i>POTÊNCIA NOMINAL (MW)</i>
Acre	13	90	129,9
Amapá	5	27	216,1
Amazonas	89	442	1.533,7
Maranhão	1	3	0,9
Mato Grosso	32	234	136,6
Pará	41	191	113,6
Rondônia	40	184	898,6
Roraima	68	104	178,2
TOTAL	289	1.275	3.207,6

Fonte: GTON, 2004a.

Destacam-se entre esses sistemas os que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Rio Branco, Macapá e Boa Vista, e localidades a elas interconectadas, por representarem cerca de 81% do mercado total dos sistemas isolados da Amazônia. A Figura 2.1 apresenta a participação

dos maiores mercados dos sistemas isolados da Amazônia no ano de 2003.

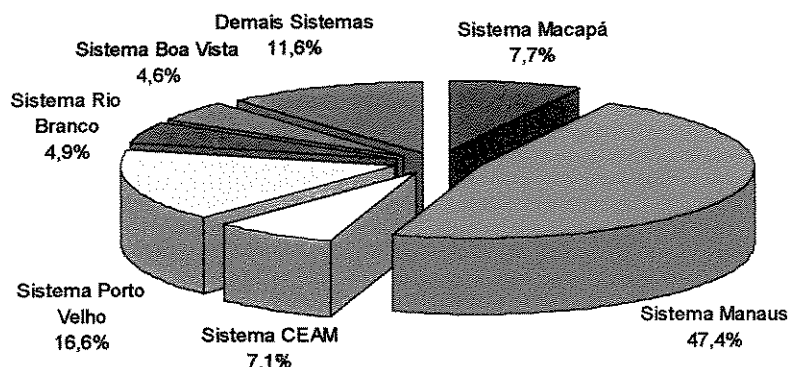


Figura 2.1 - Participação dos principais mercados no consumo total dos sistemas isolados da Amazônia em 2003

Fonte: Eletrobrás, 2004a.

Para o ano 2004, o mercado de carga própria prognosticado pelo Comitê Técnico de Estudos de Mercado (CTEM) do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) para os sistemas isolados da Amazônia é de 10.387 GWh (1.183 MW médio), representando um crescimento médio global de 9,2% em relação ao ano de 2003. No horizonte 2004-2013, prevê-se que este mercado terá um crescimento médio anual de 7,0% ao ano, superior, portanto, ao crescimento de 4,8% ao ano previsto para as regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional.

Enquanto na maioria das capitais dos estados amazônicos a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, no interior os sistemas isolados são atendidos majoritariamente por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam também 23 pequenas centrais hidrelétricas instaladas nos estados de Rondônia (12), Roraima (01) e Mato Grosso (10), que auxiliam no suprimento de energia elétrica a alguns desses estados.

2.3.1 Sistemas Isolados do Estado de Roraima

No estado de Roraima existem 68 sistemas isolados, sendo um atendido pela empresa Boa Vista Energia S.A. (Bovesa), subsidiária integral da Eletronorte, e 67 de responsabilidade da Companhia Energética de Roraima S.A. (CER). A Figura A.1, do Anexo A, apresenta a

distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Roraima.

A Boa Vista Energia atende à capital do estado, Boa Vista, onde responde pela geração e distribuição de energia elétrica, e realiza o suprimento a oito localidades do interior pertencentes ao sistema CER: Alto Alegre, Mucajai, Tamandaré, Vila Iracema, São Raimundo, Cantá, Santa Cecília e Bonfim. Os demais sistemas isolados do interior são supridos pela CER.

O sistema elétrico da Boa Vista Energia é responsável pelo atendimento de 85,8% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto o sistema CER responde por 14,2% do total requerido.

Os sistemas isolados do estado de Roraima beneficiam uma população de cerca de 277.000 habitantes, o que equivale a 77,8% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, totalizam cerca de 80 mil habitantes, que representam 22,2% do total da população.

A grande extensão territorial, a dispersão populacional, e o grande número de reservas indígenas já demarcadas e protegidas por leis federais, dificultam o pleno atendimento energético do Estado. Os estudos de planejamento da Eletronorte projetam para os próximos 10 anos a incorporação de mais algumas localidades aos sistemas da Bovesa e da CER, o que possibilitaria ampliar o atendimento de energia elétrica para 80% da população do Estado ao final de 2011.

Em julho de 2001 o sistema elétrico da Bovesa foi interligado ao sistema da empresa venezuelana Edelca, através de uma LT em 230 kV, com capacidade máxima de intercâmbio de 200 MW. Essa interligação possibilitará o suprimento ao sistema da Boa Vista Energia por cerca de 20 anos, com a energia gerada pelas usinas hidrelétricas do rio Caroni, na Venezuela, dentre elas a UHE Guri (10.000 MW), a maior usina hidrelétrica venezuelana e uma das maiores do mundo.

Em consequência desta interligação, o parque gerador termelétrico da Bovesa foi parcialmente desativado. Apenas as unidades da UTE Floresta permanecem como reserva operativa para atendimento emergencial, até que a interligação elétrica com a Venezuela atinja

níveis operativos confiáveis.

Para o atendimento às localidades do interior do Estado, a CER possui instaladas 97 unidades dieselétricas de pequeno porte (apenas 9 usinas possuem potência instalada superior a 500 kW), além da PCH Alto Jatapú, com duas unidades de 2,5 MW de potência. A Tabela 2.2 apresenta a capacidade do parque gerador instalado no estado de Roraima.

Tabela 2.2 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Roraima em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Boa Vista Energia	5	147,8	
CER	99	21,0	133,0
<i>TOTAL</i>	<i>104</i>	<i>168,8</i>	<i>133,0</i>

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista em 2004 no sistema da Boa Vista Energia é de 77,0 MWh/h, enquanto no sistema da CER é de 7,0 MWh/h.

O sistema de transmissão sob responsabilidade da Eletronorte/Boa Vista Energia em Roraima é constituído por subestações e LTs em 230 kV e 69 kV. A Tabela 2.3 resume as características principais desse sistema de transmissão.

Tabela 2.3 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte/Bovesa

Capacidade de Transformação	383,5 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	211,0 km
Linha de Transmissão 69 kV	46,2 km
Linha de Distribuição - AT	649,4 km
Linha de Distribuição - BT	820,3 km

Fonte: Bovesa, 2003.

As localidades do interior do Estado, atendidas por grupos geradores dieselétricos da CER, são abastecidas por redes de distribuição locais em 13,8/0,22 kV. O sistema de transmissão associado à PCH Alto Jatapú supre nove localidades nas tensões de 13,8 kV e 69 kV.

2.3.2 Sistemas Isolados do Estado do Amapá

No estado do Amapá existem cinco sistemas isolados, sendo um atendido pela Eletronorte e quatro de responsabilidade da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA). A Figura A.2 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Amapá.

O sistema da Eletronorte supre a capital, Macapá, além dos municípios de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Piririm, Tartarugalzinho, Amapá e Calçoene.

O suprimento energético aos demais sistemas isolados do interior é de responsabilidade da CEA, que os atende através de 4 pólos de geração: Laranjal do Jarí, Lourenço, Pracuúba e Oiapoque.

A Eletronorte atende 93,4% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto a CEA responde por 6,6% do total requerido.

Os sistemas elétricos do Amapá beneficiam uma população de cerca de 429.000 habitantes, o que equivale a 92% da população total do estado. A população não atendida por energia elétrica, ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 82 mil habitantes, que representam 8% da população total do Amapá.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da CEA, prevista para os próximos dez anos, possibilitará atender a uma população da ordem de 668.000 habitantes ao final de 2011, o que equivalerá a 97% do total da população residente no Estado.

O parque gerador da Eletronorte no Amapá é de natureza hidrotérmica, sendo constituído pela usina hidrelétrica de Coaracy Nunes (68 MW), localizada no rio Araguari, município de Ferreira Gomes, e pela usina termelétrica de Santana, localizada no município de Santana. Esse parque gerador apresenta uma capacidade efetiva de 184,8 MW.

O parque gerador sob responsabilidade da CEA totaliza 18,6 MW de capacidade efetiva instalada, distribuído em 17 unidades geradoras dieselétricas instaladas nos municípios de

Laranjal do Jarí, Lourenço, Pracuúba e Oiapoque. A Tabela 2.4 apresenta a capacidade do parque gerador instalado no estado do Amapá.

**Tabela 2.4 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amapá
em abril de 2004**

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	10	192,8	184,8
CEA	17	23,3	18,6
<i>TOTAL</i>	<i>27</i>	<i>216,1</i>	<i>203,4</i>

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima no sistema da Eletronorte para 2004, prevista pelo CCPE/CTEM é de 127,8 MWh/h, enquanto no sistema da CEA é de 119,4 MWh/h.

O sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá é constituído por subestações e LTs em 138 kV e 69 kV. A Tabela 2.5 resume as principais características desse sistema de transmissão.

Tabela 2.5 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Amapá

Capacidade de Transformação	667 MVA
Linha de Transmissão 138 kV	196 km
Linha de Transmissão 69 kV	299 km

Fonte: Eletronorte, 2003b.

As localidades do interior do Estado, atendidas pela CEA, constituem sistemas isolados com geração térmica local, não existindo nenhum sistema de transmissão associado, a exceção de redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV). A Tabela 2.6 resume as principais características desse sistema de distribuição.

A Tabela 2.6 - Características do sistema de distribuição da CEA

Linha de Distribuição - Rede Rural AT	1.005,6 km
Linha de Distribuição - Rede Rural BT	24,2 km
Quantidade de Transformadores	633
Capacidade de Transformação	6,7 MVA
Linha de Distribuição - Rede Urbana AT	1.081,8 km
Linha de Distribuição - Rede BT	1.067,8 km
Quantidade de Transformadores	2.580
Capacidade de Transformação	203,1 MVA

Fonte: CEA, 2003.

2.3.3 Sistemas Isolados do Estado do Amazonas

No estado do Amazonas existem 89 sistemas isolados, sendo 1 atendido pela Manaus Energia S.A., subsidiária integral da Eletronorte, e 88 de responsabilidade da Companhia Energética do Amazonas S.A. - CEAM, distribuídos no interior do Estado. A Figura A.3 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do Estado do Amazonas.

O sistema elétrico da Manaus Energia atende a capital do Estado, Manaus, respondendo pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de realizar o suprimento a três localidades do interior pertencentes ao Sistema CEAM: Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva e Puraquequara. O suprimento energético aos demais sistemas isolados do interior é de responsabilidade da CEAM, que os atende através de 88 pólos de geração.

Desde 1997 a Manaus Energia, através de contrato de fornecimento, adquire energia elétrica do produtor independente El Paso, para complementar a geração própria para atendimento ao seu sistema. E a partir de setembro de 2003 entrou em operação o Produtor Independente de Energia Ceará Geradora de Energia (PIE CGE), com mais 56 MW, para atendimento emergencial às Zonas Norte e Leste da cidade.

O sistema elétrico da Manaus Energia é responsável pelo atendimento de 85,1% da demanda de energia elétrica do estado do Amazonas, enquanto o sistema da CEAM responde por 14,9% do total requerido.

Os sistemas elétricos da Manaus Energia e CEAM beneficiam uma população de cerca de

2,4 milhões de habitantes, o que equivale a 75% da população total do estado. Todavia, ainda é expressiva a população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, ou seja, cerca de 0,8 milhão de habitantes, que representam 25% do total da população, com predominância na área rural.

O Amazonas é um dos estados que apresenta as maiores taxas de desabastecimento de energia elétrica do Brasil. A grande extensão territorial, as localidades esparsas, o acesso difícil e o grande número de unidades de conservação, as reservas indígenas, a falta de uma política energética, planejamento e regulação dificultam o pleno atendimento energético do estado.

Estudos da Eletronorte prevêem que, até o final de 2011, a população beneficiada com energia elétrica será de aproximadamente 3,02 milhões de habitantes, o que equivalerá a 68% do total da população residente no estado.

O parque gerador instalado para o atendimento ao sistema da Manaus Energia apresenta uma capacidade efetiva de 1.021,5 MW, distribuída em unidades geradoras da própria Manaus Energia, e dos produtores independentes El Paso e CGE.

O parque gerador da Manaus Energia é de natureza hidrotérmica, possuindo 18 unidades geradoras, que totalizam uma capacidade efetiva instalada de 578 MW, distribuídas em 3 termelétricas - Aparecida, Mauá e Electron - e na UHE Balbina (250 MW), localizada no rio Uatumã, município de Presidente Figueiredo. O parque gerador da El Paso é constituído por 4 usinas termelétricas - Plantas A, B, D e W - que possuem 16 unidades geradoras, totalizando 392 MW de capacidade efetiva instalada. O PIE CGE possui duas usinas termelétricas instaladas nas SEs Cidade Nova e São José, com 10 unidades geradoras (16 MW) e 25 unidades geradoras (40 MW), respectivamente.

O parque gerador da CEAM totaliza uma capacidade efetiva instalada de 168,8 MW, distribuída entre 368 unidades geradoras, com unidades geradoras próprias (126,8 MW), locadas (35 MW) e o PIE BK Energia com uma unidade geradora de 7 MW que utiliza resíduo de madeira (biomassa), instalada no município de Itocoatiara (AM). A Tabela 2.7 apresenta a capacidade do parque gerador instalado no estado do Amazonas.

Tabela 2.7 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Amazonas em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Manaus Energia	69	1.072,7	1.021,5
CEAM	368	211,0	168,8
TOTAL	437	1.283,7	1.190,3

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CTEM/CCPE para 2004 no sistema da Manaus Energia é de 767,7 MWh/h, enquanto no sistema da CEAM é de 133,2 MWh/h.

Os sistemas de transmissão e distribuição da Manaus Energia são constituídos por subestações e LTs em 230 e 69 kV que suprem a capital e localidades no entorno de Manaus. A Tabela 2.8 resume as principais características desses sistemas.

Tabela 2.8 - Características do sistema de transmissão da Manaus Energia

Capacidade de Transformação	2.402,5 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	364 km
Linha de Transmissão 69 kV	158 km
Rede de Distribuição 13,8 kV	1.873 km

Fonte: MESA, 2004a.

As localidades do interior do Estado, atendidas pela CEAM, constituem sistemas isolados com geração térmica local, dispondo apenas de redes de distribuição urbana. Em algumas localidades existem também redes para atendimento a área rural. A Tabela 2.9 resume as principais características desse sistema de distribuição.

Tabela 2.9 - Características do sistema de distribuição da CEAM

Rede de Distribuição (Urbana e Rural)	2.358,1 km
Quantidade de Postes	53.260
Quantidade de Transformadores	3.366
Capacidade de Transformação	165,5 MVA

Fonte: CEAM, 2004a.

2.3.4 Sistemas Isolados do Estado do Acre

No estado do Acre existem 14 sistemas isolados, sendo 1 atendido pela Eletronorte, e 13 de responsabilidade da Companhia de Eletricidade do Acre S.A. - Eletroacre. A Figura A.4 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado do Acre.

O sistema elétrico da Eletronorte no estado do Acre atende a capital, Rio Branco, e mais sete localidades do interior: Porto Acre, Plácido de Castro, Acrelândia, Redenção, Bujari, Senador Guiomard e Vila Campinas, via suprimento à concessionária estadual Eletroacre, que é responsável pela distribuição de eletricidade na capital e também pelo atendimento no interior do estado através de geração térmica local.

A Eletronorte é responsável pelo atendimento de 78% da demanda de energia elétrica do Estado, enquanto a Eletroacre responde por 22% do total requerido.

Os sistemas elétricos atendidos pela Eletronorte e pela Eletroacre beneficiam uma população de cerca de 439.162 habitantes, o que equivale a 75,2% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 145 mil habitantes, que representam 24,8% da população total do estado.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da Eletroacre, prevista para os próximos dez anos, possibilitará que, no final de 2011, cerca de 623.000 habitantes sejam atendidos por energia elétrica, o que equivalerá a 79% do total da população residente no Estado.

O parque gerador da Eletronorte no estado do Acre é totalmente termelétrico, possuindo 24 unidades geradoras, distribuídas em 3 termelétricas: Rio Branco I, Rio Branco II e Rio Acre - que perfazem 78,2 MW de capacidade efetiva instalada.

O suprimento de energia elétrica aos sistemas isolados da Eletroacre é realizado através de 13 termelétricas operadas pelo PIE Guascor do Brasil, totalizando 28,4 MW efetivos, distribuídos entre 66 unidades geradoras. A Tabela 2.10 apresenta a capacidade do parque gerador instalado no estado do Acre.

Tabela 2.10 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Acre em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	24	94,4	78,2
Eletroacre	66	35,5	28,4
<i>TOTAL</i>	<i>90</i>	<i>129,9</i>	<i>106,6</i>

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2004 no sistema da Eletronorte é de 81,2 MWh/h, enquanto no sistema da Eletroacre é de 78,9 MWh/h.

O sistema da Eletronorte no Acre foi interligado ao sistema elétrico da Eletronorte em Rondônia, em março de 2002. Após a efetivação da interligação Porto Velho - Rio Branco, o parque gerador instalado em Rio Branco foi parcialmente desativado, pela Eletronorte, permanecendo apenas as unidades da UTE Rio Acre como reserva operativa, até que a interligação apresente níveis operacionais confiáveis.

O sistema de subtransmissão da Eletronorte no Acre é constituído de subestações e LTs em 34,5 e 13,8 kV que atendem a capital e localidades próximas a Rio Branco. A Tabela 2.11 resume as principais características desse sistema de transmissão.

Tabela 2.11 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte no Acre

Capacidade de Transformação	68 MVA
Linha de Transmissão 34,5 kV	156 km
Linha de Transmissão 13,8 kV	112 km

Fonte: Eletronorte, 2003b.

As localidades atendidas pela Eletroacre, constituem sistemas isolados com geração térmica local, não existindo nenhum sistema de transmissão associado, a exceção de redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV). A Tabela 2.12 resume as principais características do sistema de distribuição da Eletroacre em Rio Branco e no interior.

Tabela 2.12 - Características do sistema de distribuição da Eletroacre

Capacidade de Transformação	98 MVA
Linha de Distribuição – Alta Tensão	1.949 km
Linha de Distribuição – Baixa Tensão	2.514 km

Fonte: Eletroacre, 2003.

2.3.5 Sistemas Isolados do Estado de Rondônia

No estado de Rondônia existem 40 sistemas isolados, sendo 1 atendido pela Eletronorte, e 39 de responsabilidade da Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - Ceron. A Figura A.5 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Rondônia.

A Eletronorte atende a capital Porto Velho e as localidades de Ariquemes, Ji-Paraná, Rolim de Moura, Abunã e Guajará-Mirim ao longo da BR364, via suprimento à Ceron, que é responsável pela distribuição em todo o estado e também pela geração de energia elétrica das demais localidades, através de parque gerador termelétrico próprio e de pequenas centrais hidrelétricas.

Desde o ano de 2000 a Eletronorte, através de contrato de fornecimento, adquire energia elétrica do produtor independente Termonorte, instalado em Porto Velho, de modo a complementar a geração própria para atendimento ao seu sistema.

O sistema elétrico da Eletronorte é responsável pelo suprimento de 77,5% da demanda de energia elétrica do estado de Rondônia, enquanto o sistema da Ceron responde por 22,5% do total requerido.

Os sistemas elétricos da Eletronorte e da Ceron beneficiam uma população de cerca de 931.000 habitantes, o que equivale a 65% do total da população do Estado. A população não atendida por energia elétrica ou atendida precariamente por outros meios que não os das concessionárias, corresponde a aproximadamente 500 mil habitantes, que representam 35% da população total do Estado.

A expansão dos sistemas de transmissão da Eletronorte e da Ceron, prevista para os próximos dez anos, possibilitará que, no final de 2011, a população beneficiada seja de

aproximadamente 1.329.000 habitantes, o que equivalerá a cerca de 72% da população total do Estado.

O parque gerador instalado para o atendimento ao sistema da Eletronorte no estado de Rondônia apresentava, em abril de 2004, uma capacidade efetiva de 728,0 MW, distribuídos em dezessete unidades geradoras da própria Eletronorte e do PIE Termo Norte.

O parque gerador da Eletronorte é de natureza hidrotérmica, sendo composto de uma usina termelétrica - UTE Rio Madeira e da UHE Samuel (216 MW), localizada no rio Jamari, que juntas totalizam 302 MW efetivos, distribuídos em nove unidades geradoras. O parque gerador do PIE Termo Norte é composto por duas usinas termelétricas - Termo Norte I e Termo Norte II - que possuem oito unidades geradoras, totalizando 426 MW de capacidade efetiva instalada.

O suprimento de energia elétrica às localidades do interior do Estado é realizado pela Ceron, através de geração própria ou pela aquisição de energia elétrica de produtores independentes e autoprodutores.

A partir de 1998, todo o parque gerador termelétrico da Ceron passou a ser operado pelo PIE Guascor do Brasil. O parque térmico da Ceron/Guascor é composto por 154 unidades geradoras dieselétricas, totalizando uma potência efetiva de 90,3 MW.

Além da geração termelétrica, a Ceron adquire energia de dezoito pequenas centrais hidrelétricas (sendo duas próprias e dezesseis de terceiros) que totalizam uma potência nominal instalada de 42,4 MW. A Tabela 2.13 apresenta a capacidade do parque gerador instalado no estado de Rondônia.

Tabela 2.13 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Rondônia em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Eletronorte	17	765,9	728,0
Ceron	172	132,7	114,7
TOTAL	189	898,6	842,7

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2004 no sistema da Eletronorte é de 362,4 MWh/h, enquanto no sistema da Ceron é de 286,7 MWh/h.

O sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia é constituído por subestações e linhas de transmissão em 230, 138 e 69 kV que atendem a região polarizada por Porto Velho e diversas localidades ao longo da BR-364. A Tabela 2.14 resume as principais características desse sistema de transmissão.

Tabela 2.14 - Características do sistema de transmissão da Eletronorte em Rondônia

Capacidade de Transformação	1.428 MVA
Linha de Transmissão 230 kV	587 km
Linha de Transmissão 138 kV	230 km
Linha de Transmissão 69 kV	8,4 km

Fonte: Eletronorte, 2003b.

O sistema de transmissão da Ceron é composto por diversas linhas de transmissão e subestações que interligam cerca de 30 localidades do interior ao sistema de transmissão da Eletronorte. Além desse sistema, existem ainda os sistemas de transmissão isolados do interior, que interligam alguns pólos de geração aos centros de carga, além dos sistemas de distribuição da capital e cidades do interior. A Tabela 2.15 resume as principais características desse sistema de transmissão.

Tabela 2.15 - Características do sistema de transmissão da Ceron

Capacidade de Transformação	518 MVA
Linha de Transmissão 138 kV	100 km
Linha de Transmissão 69 kV	59 km
Linha de Transmissão 34,5 kV	607 km
Linhas de Transmissão 13,8 kV (AT + BT)	11.022 km

Fonte: Ceron, 2003.

2.3.6 Sistemas Isolados do Estado do Pará

No estado do Pará existem 41 sistemas isolados autorizados pela ANEEL. Destes, 38 são de responsabilidade das Centrais Elétricas do Pará (Celpa) e três de responsabilidade da Jari Celulose - Jarcel. A Figura A.6 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do Estado do Pará.

Dos 38 sistemas isolados de responsabilidade da Celpa, 23 têm a sua operação e manutenção contratada ao PIE Guascor do Brasil. Todos esses sistemas são puramente térmicos a base de óleo diesel. Na divisa do Pará com o Amapá opera a Jarcel, que fornece energia elétrica às localidades de Monte Dourado, São Miguel e Munguba.

O parque gerador da Celpa nos sistemas isolados é constituído por 180 unidades geradoras dieselétricas que totalizam 78,4 MW de capacidade efetiva instalada.

O parque gerador da Jarcel totaliza uma capacidade efetiva instalada de 12,5 MW, distribuída entre 11 unidades geradoras, das quais 4 operam com óleo combustível e 7 com óleo diesel. A Tabela 2.16 apresenta a capacidade do parque gerador instalado nos sistemas isolados do estado do Pará.

Tabela 2.16 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Pará em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Celpa	180	97,9	78,4
Jarcel	11	15,6	12,5
TOTAL	191	113,5	90,9

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2004 nos sistemas isolados da Celpa é de 47,8 MWh/h, enquanto nos sistemas da Jarcel é de 4 MWh/h.

As localidades atendidas pelos sistemas isolados da Celpa e Jarcel não apresentam sistema de transmissão associado, a exceção de redes de distribuição urbana ou rural de baixa tensão (13,8/0,22 kV).

2.3.7 Sistemas Isolados do Estado de Mato Grosso

No estado de Mato Grosso existem 32 sistemas isolados autorizados pela ANEEL sob responsabilidade das Centrais Elétricas de Mato Grosso (Cemat). A Figura A.7 do Anexo A apresenta a distribuição geográfica dos sistemas isolados do estado de Mato Grosso.

Desses sistemas, 27 são puramente térmicos e utilizam o óleo diesel como combustível e 5 são hidrotérmicos.

O parque gerador da Cemat nos sistemas isolados é constituído por 208 unidades geradoras que totalizam 87,3 MW de capacidade efetiva instalada. A Tabela 2.17 apresenta a capacidade do parque gerador instalado nos sistemas isolados do estado de Mato Grosso.

Tabela 2.17 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados de Mato Grosso em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Cemat	208	109,1	87,3
<i>TOTAL</i>	<i>208</i>	<i>109,1</i>	<i>87,3</i>

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CCPE/CTEM para 2004 nos sistemas isolados da Cemat é de 77,4 MWh/h.

O sistema de transmissão da Cemat é composto por diversas linhas de transmissão e subestações de baixa e alta tensão que interligam 31 pólos de geração aos centros de carga. A Tabela 2.18, resume a principais características desse sistema de transmissão.

Tabela 2.18 - Características do sistema de transmissão da Cemat

Capacidade de Transformação	1.400 MVA
Linha de Transmissão 138 kV	2.937 km
Linha de Transmissão 69 kV	322 km
Linha de Transmissão 34,5 kV	3.514 km
Linhas de Distribuição AT e BT	9.515 km

Fonte: Cemat, 2003.

2.3.8 Sistema Isolado do Estado do Maranhão

No estado do Maranhão existe apenas um sistema isolado que atende a localidade de Batavo. A Companhia Energética do Maranhão - Cemar é a empresa responsável pelo atendimento a esta localidade através de um pequeno grupo gerador dieselétrico. A Tabela 3.19 apresenta a capacidade instalada neste sistema isolado.

Tabela 2.19 - Capacidade geradora instalada nos sistemas isolados do Maranhão em abril de 2004

<i>SISTEMA</i>	<i>Número de Unidades</i>	<i>POTÊNCIA TOTAL (MW)</i>	
		<i>Nominal</i>	<i>Efetiva</i>
Cemar	3	0,9	0,7
<i>TOTAL</i>	<i>3</i>	<i>0,9</i>	<i>0,7</i>

Fonte: GTON, 2004a.

A demanda máxima prevista pelo CTEM/CCPE para 2004 neste sistema isolado é de 0,3 MWh/h. Nesta localidade o suprimento de energia elétrica é realizado através de uma rede de distribuição de baixa tensão (13,8/0,22 kV).

Com isso, neste capítulo foram apresentadas as características gerais dos Sistemas Elétricos da Amazônia.

Grande parte da região é atendida através dos denominados Sistemas Elétricos Isolados - SEI, que se encontram isolados do Sistema Interligado Nacional, apresentando predominância de geração térmica, merecendo, portanto, um tratamento específico para viabilizar o atendimento adequado a população dessa região.

As especificidades dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia serão abordadas em maior profundidade no capítulo 3.

Capítulo 3

Especificidades dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia

3.1 Contextualização

Nos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, onde as áreas de concessão são compostas por regiões de economia pouco desenvolvida, com baixa concentração de carga, a falta de escala econômica para exploração do negócio de venda de energia elétrica, notadamente naquelas comunidades e/ou municípios localizados no interior dos estados, provoca desequilíbrio financeiro nas concessionárias locais já que, para serem rentáveis teriam que praticar tarifas muito elevadas, que certamente não estariam ao alcance dos seus consumidores, o que inibe, em princípio, investimentos privados nesses sistemas.

Nesse cenário, os sistemas isolados podem ser divididos em duas categorias: capitais e interiores dos Estados. Os da primeira categoria são responsáveis pelo suprimento de energia elétrica às capitais dos estados, quais sejam: Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista, enquanto que os denominados sistemas isolados do interior caracterizam-se, basicamente, pelo grande número e dispersão de pequenas unidades geradoras a óleo diesel, utilizadas em decorrência da grande dificuldade de acesso e do reduzido número de consumidores, o que impõe grandes desafios para superar as dificuldades nos procedimentos inerentes à operação e manutenção dos equipamentos.

No que concerne à logística de abastecimento, para vencer as grandes distâncias dessa região, onde há ausência ou escassez de estradas de rodagem e de ferrovias, os únicos meios de transporte possíveis são a navegação fluvial ou a utilização de aviões fretados, encarecendo sobremaneira o provimento desses sistemas. No entanto, essas condições regionais adversas não

podem impedir o atendimento aos consumidores de energia elétrica, dada a essencialidade desse serviço aos padrões mínimos de qualidade de vida, de desenvolvimento regional, bem como o aspecto geopolítico de preservação da Amazônia brasileira.

Os sistemas isolados têm especificidades que os diferenciam significativamente do sistema interligado. Uma especificidade muito importante é o fato de se despachar na base energia termelétrica gerada a partir de derivados de petróleo. No sistema interligado somente nos horários de ponta e, eventualmente, em situações de hidraulicidade crítica é que entram em operação unidades geradoras usando derivados de petróleo fora do período de maior demanda.

Uma outra característica específica dessa região está associada às concessionárias que atuam em municípios atendidos por sistemas isolados, em que as seguintes peculiaridades devem ser consideradas:

- a concessionária é responsável pela operação e manutenção dos sistemas de geração, além de ser responsável pela difícil logística de transporte e abastecimento de combustível das centrais geradoras;
- as centrais geradoras são subsidiadas pela Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, até o limite de 0,3 litro por kWh gerado, que é compatível com um bom desempenho dos equipamentos em operação na região;
- existe a necessidade de ampliação das centrais geradoras atuais, construção de novas usinas e a expansão do sistema de distribuição, devido ao programa de universalização do atendimento de energia elétrica, do Governo Federal;
- o consumo residencial é relativamente alto, em função da intensiva utilização de usos finais voltados para a climatização de ambientes no período de verão (no ano de 2003 este consumo atingiu 163 kWh por residência/mês, contra o consumo médio residencial brasileiro de 140 kWh por residência/mês);
- baixa renda *per capita* da população local;
- concentração de renda nas capitais dos estados e um interior com baixa participação na arrecadação de impostos;
- deseconomia de escala em função da falta de concentração de carga do mercado consumidor, com a necessidade de construção e aporte de recursos em escala superior aos sistemas interligados por unidade consumidora atendida (na produção, transmissão,

- distribuição e comercialização); e
- grande pressão de entidades ambientais (nacionais e estrangeiras) visando a preservação do meio ambiente.

Estas dificuldades geram deseconomias de escala que produzem desequilíbrios econômico-financeiros crônicos em todas as concessionárias que atuam nos Sistemas Isolados da Região Norte.

3.2 Desempenho Econômico-financeiro das Empresas dos Sistemas Isolados

O desempenho econômico-financeiro das empresas dos Sistemas Isolados da Amazônia é fortemente comprometido devido, principalmente, aos seguintes problemas estruturais:

- mercados com baixa densidade;
- disfunções locais na tributação de energia elétrica;
- altos índices de perdas técnicas e comerciais de energia elétrica;
- níveis elevados de inadimplência;
- níveis de endividamento;
- infra-estrutura deficiente, que provoca custos operacionais mais elevados;
- falta de investimentos para a diversificação da geração;
- despesas elevadas com a compra de energia; e
- custos elevados da geração.

Destacam-se, a seguir, os problemas estruturais externos às empresas, quais sejam: as características dos mercados dos sistemas isolados, a tributação do ICMS, o alto índice de perdas de energia e o elevado grau de inadimplência dos consumidores, comentando-se, por fim, os problemas internos às empresas, motivados, em parte, pelas razões discutidas anteriormente.

3.2.1 Mercados

Atualmente existem em torno de 300 sistemas isolados, destacando-se, na Região Norte, os que atendem às capitais: Manaus, Porto Velho, Macapá, Boa Vista e Rio Branco. Os demais estão distribuídos no interior dos estados do Amazonas, Rondônia, Amapá, Roraima, Acre, Pará e Mato Grosso.

Uma característica marcante dos sistemas isolados é a pequena concentração de carga de seus mercados, devido a grande dimensão territorial de sua área de atuação (mercados dispersos). Como exemplo, pode-se citar o caso do interior amazonense, que tem em média 0,1 consumidor por km², tendo o município de Japurá 0,01 consumidor por km², em um extremo e, no outro, o município de Parintins, com 2,2 consumidores por km². A logística adotada para o atendimento deste mercado não tem similar no mundo: uma área de 1,6 milhão de km² de extensão é abastecida de energia elétrica sem a disponibilidade, em muitos casos, de infra-estrutura de porto e aeroporto apropriada, assim como serviços de transporte e comunicação satisfatórios.

3.2.2 Tributação do ICMS

Com o advento da Lei Complementar n.º 87, de 13/09/1996, e conseqüentes regulamentos do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS de alguns estados da Região Norte, a energia elétrica passou a ser submetida ao regime ordinário de tributação, em que na saída da energia elétrica do estabelecimento gerador para o distribuidor há a obrigatoriedade do lançamento do ICMS na nota fiscal e o posterior recolhimento do imposto.

Todavia, em decorrência do princípio constitucional da não-cumulatividade, segundo o qual o ICMS pago nas operações anteriores pode ser abatido do valor do imposto a ser pago nas operações posteriores, quando tributadas, as empresas de energia elétrica possuem o direito de se creditar do ICMS incidente sobre matérias primas e insumos utilizados no processo de industrialização, o que está condicionado apenas ao fato de o produto final sair tributado do seu estabelecimento.

Assim, diante dessas normas constitucionais e ordinárias, as empresas de energia elétrica possuem o direito de se creditar do ICMS pago em todas as operações anteriores tributadas, tais como na aquisição de combustível, no caso das empresas geradoras e/ou verticalizadas (empresa geradora e distribuidora), e na compra de energia elétrica das geradoras, no caso das empresas distribuidoras.

Contudo, com o aumento das dificuldades de logística e desenvolvimento econômico da região, o custo da produção de energia elétrica tem se tornado muito superior ao preço de venda do consumidor final, o que tem ocasionado o acúmulo de créditos do ICMS em quase todas as

empresas dos sistemas isolados, sem a devida possibilidade de compensação (diferimento).

Com isto, a atual sistemática de tributação do ICMS tem gerado severos impactos financeiros nas empresas de energia elétrica dos sistemas isolados, onde a maior fonte de geração é de origem térmica, que consome elevados volumes de derivados de petróleo.

Sob o aspecto jurídico, a questão do acúmulo de créditos de ICMS, ou melhor, do aproveitamento do crédito acumulado, é bastante complexa. Com efeito, a Lei Complementar nº 87/96, que é norma complementar à Constituição da República, somente obriga os Estados da Federação a permitirem a transferência dos créditos acumulados quando tais créditos se originam de insumos utilizados na industrialização de produtos exportados.

Nos demais casos, de créditos acumulados de outras origens, como é a situação das empresas de energia elétrica da Região Norte, os Estados da Federação “podem” permitir a transferência para outro estabelecimento do mesmo contribuinte no Estado, ou para estabelecimento de outro contribuinte também no mesmo Estado. Trata-se, portanto, de uma faculdade. Desta forma, os estados da Região Norte, ao não disciplinarem a possibilidade de transferência dos créditos acumulados pelas empresas de energia elétrica, não estão, aparentemente, infringindo qualquer lei, o que inviabiliza o aproveitamento dos créditos das concessionárias daquela região, que são obrigadas a recolher valores muito superiores ao montante devido a título do ICMS, gerando uma disfunção operacional que precisa ser corrigida, com a devida brevidade, pelos diversos agentes setoriais envolvidos com esta questão.

Essa disfunção operacional será temporariamente diminuída em função da publicação da Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que determinou nova sistemática para o rateio dos benefícios da CCC dos sistemas isolados, notadamente no que se refere aos encargos e tributos incidentes na aquisição de combustível, incluído o ICMS na alíquota de 17% praticada pelos estados da Região Norte, que provisoriamente passarão a ser suportados pela CCC nos seguintes percentuais anuais:

- 100% (cem por cento) para o ano de 2004;
- 80% (oitenta por cento) para o ano de 2005;
- 60% (sessenta por cento) para o ano de 2006;

- 40% (quarenta por cento) para o ano de 2007;
- 20% (vinte por cento) para o ano de 2008; e
- 0 (zero) a partir do ano de 2009.

3.2.3 Perdas de Energia Elétrica

As atividades de produção, transporte e venda de energia elétrica ocasionam, em todas as fases de seu processo industrial, perdas que podem culminar na inviabilização do negócio, ou na criação de empresas economicamente deficitárias, com uma contínua degradação dos serviços prestados aos consumidores de sua área de concessão.

Os índices anuais de perdas em empresas de energia elétrica situadas nos países desenvolvidos estão entre 6% e 8%, enquanto que na América Latina chegam a alcançar 32%. Segundo o Comitê Técnico para Estudos de Mercado (CTEM) do CCPE, no Brasil o índice médio de perdas no ano de 2003 foi da ordem de 16%, e nos Sistemas Elétricos Isolados próximo de 34%, conforme indicado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Índices médios de perdas nos Sistemas Elétricos Brasileiros

<i>Sistemas</i>	<i>Perdas (%)</i>
Norte Isolado	33,8
Norte Interligado	16,0
Nordeste	18,8
Sudeste/Centro-Oeste	16,7
Sul	11,3
<i>Brasil</i>	<i>16,3</i>

Fonte: CCPE /CTEM, 2004.

Os altos índices de perdas técnicas e comerciais de energia elétrica nos sistemas isolados são considerados como um dos maiores indicadores que contribuem para o prejuízo operacional das empresas, haja vista que esses índices estão bem superiores à média do setor elétrico brasileiro, como se pode verificar na Figura 3.1, que apresenta médias móveis de 12 meses. Observa-se, neste indicador, a posição fortemente negativa das empresas CEAM e CER, com

uma tendência de redução das perdas da CEAM, em função da instalação de medidores de energia elétrica em consumidores taxados, e aumento nas demais empresas concessionárias.

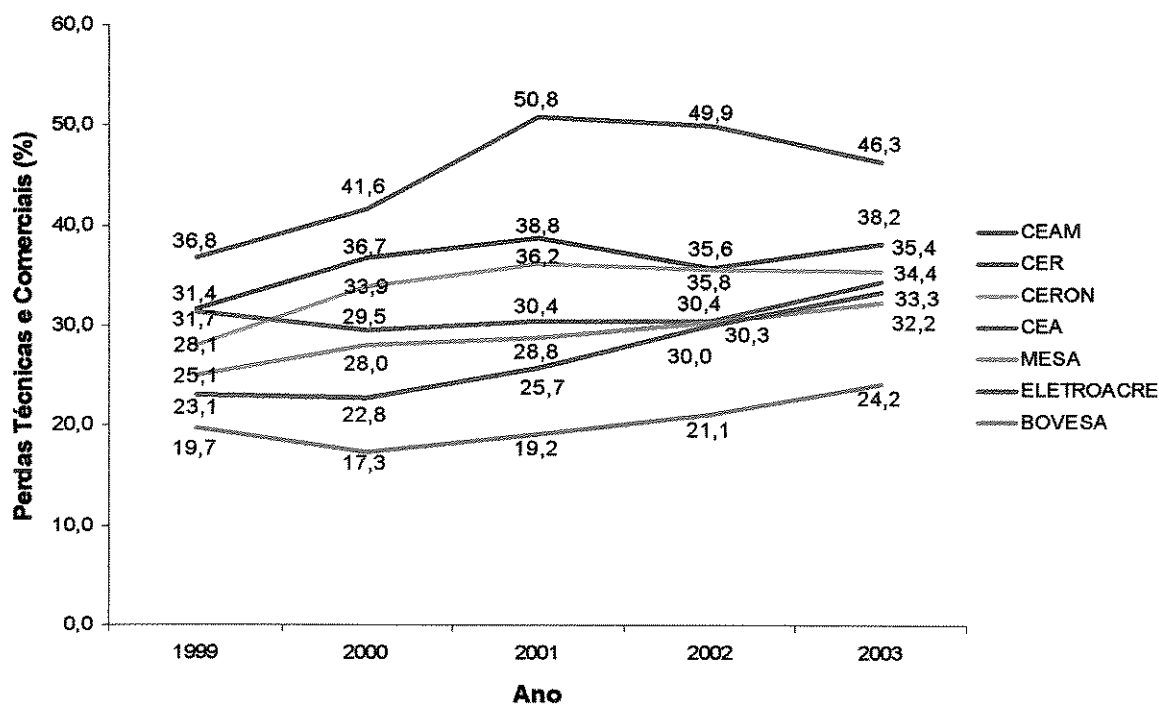


Figura 3.1 – Evolução, entre 1999 e 2003, do índice de perdas das empresas concessionárias de energia elétrica da Região Norte.

Fonte: Eletrobrás, 2004a.

As perdas comerciais, provocadas por alterações nos registros corretos da energia fornecida aos consumidores finais, possuem diversas origens, dentre as quais se destacam:

- Erros de medição;
- Classificação inadequada no cadastro de consumidores;
- Erros de faturamento;
- Fraude nos pagamentos; e
- Desvios ou ligações clandestinas.

Por outro lado, dentre essas diversas causas das perdas comerciais, verifica-se que as principais responsáveis por índices insatisfatórios são imputáveis a terceiros, que, para benefício próprio, praticam fraudes, desvios e/ou ligações clandestinas. Estas causas explicam os altos índices de perdas comerciais registrados nos sistemas isolados, onde a população apresenta um baixíssimo grau de desenvolvimento econômico, o que fomenta a utilização cada vez mais

crescente de meios ilícitos (fraudes e desvios), objetivando a diminuição do custo do fornecimento de energia elétrica.

Além disso, é importante registrar que a falta de investimentos públicos na Região Norte gerou um crescimento desordenado e irregular das cidades, provocando invasões e loteamentos improvisados, que resultam na construção de redes elétricas clandestinas, que comprometem a operação dos sistemas de distribuição.

3.2.4 Inadimplência

O fornecimento de energia elétrica envolve uma modalidade especial de contrato de compra e venda em que uma das partes obriga-se a prestações periódicas ou contínuas de um benefício contra o pagamento do preço deste benefício.

Nesse caso específico, a concessionária se obriga a fornecer energia elétrica de uma forma contínua, e o consumidor se compromete a efetuar o pagamento do preço fixado pelo Poder Público, que é a tarifa determinada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), correspondente aos custos operacionais e aos investimentos necessários do empreendimento. Todavia, o grau ainda reduzido de desenvolvimento econômico da Região Norte e o baixo nível de renda de boa parte dos consumidores dos seus sistemas isolados têm prejudicado o cumprimento de sua obrigação contratual, que é o pagamento da fatura de energia elétrica, gerando uma inadimplência cada vez mais elevada.

Além dessa falta de recursos financeiros da população, as dificuldades logísticas da região não contribuem para a implementação de ações mais efetivas de combate à inadimplência, notadamente em função do mercado consumidor estar distante das sedes das concessionárias, dificultando o transporte de pessoal e material destinados a essas medidas.

Por outro lado, a suspensão do fornecimento de energia elétrica, que consiste na principal medida de combate à inadimplência, tem se desenvolvido com muitas dificuldades, já que a grande maioria dos julgados dos Tribunais Superiores (Superior Tribunal de Justiça – STJ e Supremo Tribunal Federal - STF) tem sido contrárias às empresas de distribuição de energia elétrica.

Deve ser ressaltado que essa tendência jurisprudencial aos poucos vem sendo revertida pelas concessionárias de distribuição, que têm conseguido demonstrar ao Poder Judiciário que *“É ilícito à concessionária interromper o fornecimento de energia elétrica, se, após aviso prévio, o consumidor de energia elétrica permanecer inadimplente no pagamento da respectiva conta (L. 8.987/95, Art. 6º, § 3º, II)”*, como recentemente decidiram os Ministros da 1ª Seção do Superior Tribunal de Justiça, quando do julgamento do Recurso Especial nº 363.943 – MG, julgado em 10/12/2003.

Com os mesmos argumentos, a 2ª Turma do STJ entendeu que *“...os serviços públicos essenciais, remunerados por tarifa, porque prestados por concessionárias do serviço, podem sofrer interrupção quando há inadimplência, como previsto no art. 6º, § 3º, II, da Lei 8.987/95. Exige-se, entretanto, que a interrupção seja antecedida por aviso”* (Recurso Especial nº 525.500 – AL, julgado em 16/12/2003).

A Figura 3.2 indica a distribuição do montante da inadimplência de R\$ 583 milhões, referente ao ano de 2003, entre os diversos segmentos consumidores.

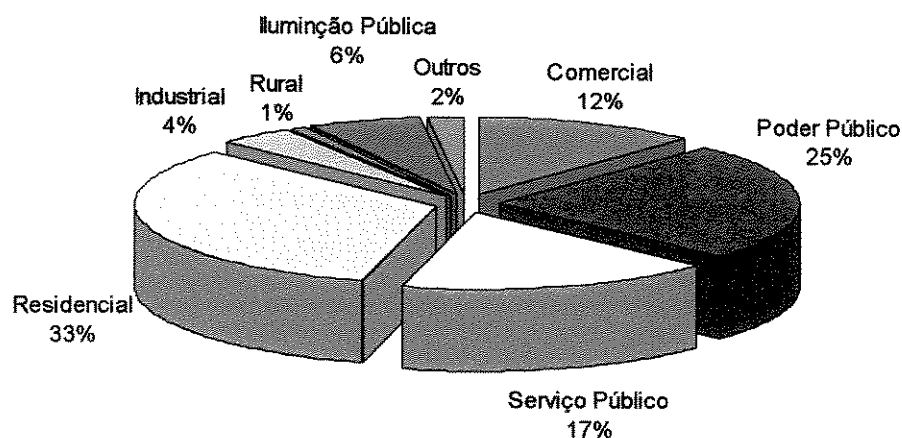


Figura 3.2 – Segmentos Consumidores responsáveis pela inadimplência nos Sistemas Elétricos Isolados da Região Norte em 2003
Fonte: Eletrobrás, 2004a.

Observa-se, na Figura 3.2, a importante participação do poder público, serviços públicos e iluminação pública, ao lado do setor residencial, entre os principais responsáveis pelo grave quadro de inadimplência.

3.2.5 Problemas Estruturais Internos às Empresas Concessionárias

A Tabela 3.2 apresenta um quadro resumo, com valores consolidados do exercício de 2003, dos custos, receitas e tarifas da Eletronorte nos sistemas isolados. A empresa apresentou resultados negativos em todos os sistemas, devido aos elevados custos médios de geração, principalmente nos sistemas Manaus, Porto Velho e Boa Vista. Nas tarifas médias das empresas MESA e Bovesa estão contemplados os custos dos sistemas de distribuição.

Tabela 3.2 – Quadro resumo dos custos, receitas, tarifas e resultados financeiros da Eletronorte nos sistemas isolados no ano de 2003

<i>Sistema</i>	<i>Mercado (MWh)</i>	<i>Custos 2003</i>		<i>Receita 2003</i>		<i>Tarifa Média (R\$/MWh)</i>	<i>Resultado (R\$mil)</i>
		<i>Total (R\$mil)</i>	<i>Médio (R\$/MWh)</i>	<i>Faturada (R\$mil)</i>	<i>Outras (R\$mil)</i>		
AC	451.035	82.053	181,92	28.133	207	62,37	(53.713)
RO	1.549.701	401.609	259,15	94.472	588	60,96	(306.549)
AP	692.368	88.567	127,92	39.009	375	56,34	(49.183)
RR	446.600	95.414	213,65	42.899	0	96,06	(52.515)
MESA	3.018.199	794.428	263,21	523.333	154.033	173,39	(117.062)
Bovesa	331.385	146.361	441,66	58.705	13.662	177,15	(73.994)
TOTAL	6.489.288	1.608.432	247,92	786.551	168.865	121,21	(653.016)

Fonte: Eletronorte, 2004.

As empresas dos sistemas isolados apresentam elevados índices de endividamento, em sua maior parte vinculados no longo prazo, incompatíveis com a atual geração de recursos das empresas, que não são capazes de cobrir nem as despesas operacionais quanto mais as suas necessidades de investimentos. A figura 3.3 apresenta os níveis de endividamento total e por perfil da dívida, curto e longo prazo dessas empresas, referentes ao ano de 2003, no montante de R\$ 629 milhões.

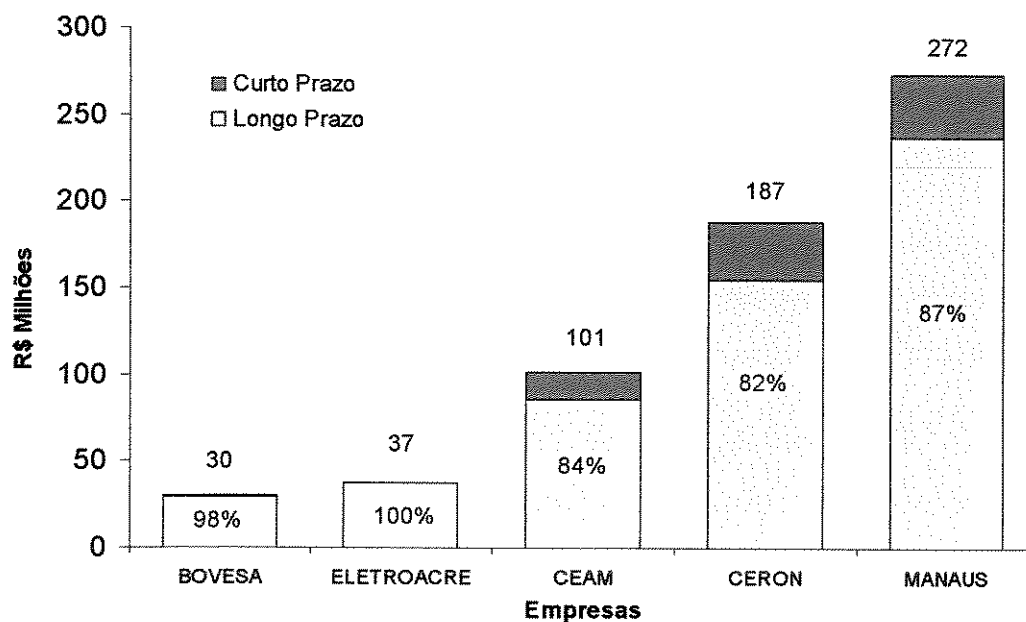


Figura 3.3 – Níveis de endividamento das empresas concessionárias da Região Norte em 2003
 Fonte: Eletrobrás, 2004a.

A figura 3.4 apresenta as parcelas das despesas com a compra de energia em relação à receita operacional líquida, das empresas concessionárias dos sistemas isolados, com destaque para as concessionárias Manaus Energia, Bovesa e CEAM.

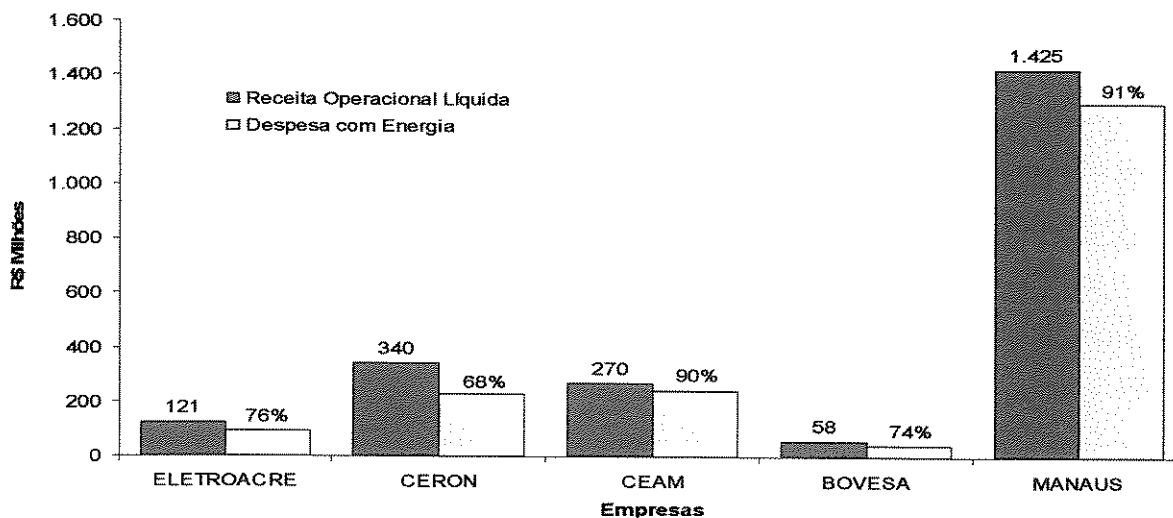


Figura 3.4 – Participação da despesa com a compra de energia na receita operacional líquida - dezembro/2003
 Fonte: Eletrobrás, 2004a.

3.3 Planejamento da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados

3.3.1 A Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Elétricos Isolados

A Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973, determinou que os ônus e as vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para atender às necessidades de geração térmica fossem rateados por todas as empresas concessionárias, na proporção da energia vendida aos respectivos consumidores finais.

Pelo Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973, o Poder Executivo regulamentou o referido rateio instituído pela lei citada anteriormente, criando a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), inicialmente para os sistemas interligados.

Posteriormente, foi determinada a criação da CCC dos sistemas isolados, através das Portarias MINFRA nº 179, de 28 de agosto de 1991 e nº 328, de 23 de dezembro de 1991, tendo a Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, estendido a todos os concessionários de energia elétrica do País o rateio dos referidos ônus e vantagens nos sistemas isolados, sendo regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, e pelo Decreto nº 791, de 31 de março de 1993, que deram nova redação a alguns artigos do Decreto nº 73.102 e redefiniram os participantes de cada uma das subcontas que compõem a CCC.

Com esta regulamentação, foi introduzido o conceito de “energia hidráulica equivalente”, definido como a geração hidráulica que poderia substituir a totalidade da geração térmica caso os sistemas estivessem completamente interligados. O nível da tarifa que valoriza a energia hidráulica equivalente é definido pela ANEEL, sendo esta parcela de responsabilidade de cada uma das empresas proprietárias de unidades geradoras, ou seja, a CCC dos sistemas isolados só reembolsará as despesas com combustíveis que excederem os montantes correspondentes à respectiva energia hidráulica equivalente, excluídos quaisquer tributos estaduais e municipais incidentes sobre o valor base do combustível.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme o § 3º, art. 11, estabeleceu o ano de 2013 como limite para a vigência dos benefícios da CCC-Isol. No entanto, tais benefícios, foram recentemente prorrogados, quando a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, determinou, dentre

outras providências, a manutenção temporária da CCC dos sistemas isolados pelo prazo de 20 anos, a contar da publicação da Lei, ou seja, até o ano de 2022, além de introduzir a possibilidade de utilização dos recursos da CCC dos sistemas isolados em aproveitamentos de pequenas centrais hidrelétricas e que utilizam fontes alternativas de energia, que venham a substituir a geração térmica que utilize derivados de petróleo, com redução no custo de geração.

Finalmente, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, incorporou às despesas reembolsáveis da CCC dos sistemas isolados todos os encargos e tributos incidentes na aquisição de combustível. Ressalte-se que essa incorporação ocorrerá de forma temporária e decrescente, de maneira que os encargos e tributos apenas serão suportados pela CCC nos percentuais já registrados na subseção 3.2.2.

Contudo, em contrapartida a esse novo benefício alcançado pelas concessionárias dos sistemas isolados, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 66, de 27 de maio de 2004, estabeleceu novo valor para a Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente, que passou de R\$ 25,12/MWh (vinte e cinco reais e doze centavos por megawatt.hora) para R\$ 37,70/MWh (trinta e sete reais e setenta centavos por megawatt.hora), com vigência a partir de 1º de junho de 2004.

Além dessa sistemática de compensação do custo de combustíveis, a CCC-Isol também oferece a sub-rogação em favor de titular de concessão ou autorização que venha a implantar empreendimento para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica nos sistemas elétricos isolados e que permita a substituição, total ou parcial, de geração termelétrica que utilize derivados de petróleo ou o atendimento a novas cargas, devido à expansão do mercado, reduzindo o dispêndio atual ou futuro da CCC-Isol, conforme Resolução nº. 784 da ANEEL, de 24 de dezembro de 2002. Essa sub-rogação poderá corresponder a um percentual de até 75% do valor do investimento, que deverá ser pago em parcelas mensais definidas pela ANEEL.

3.3.2 Plano de Operação dos Sistemas Elétricos Isolados

O relatório denominado Plano de Operação dos Sistemas Isolados é o instrumento de planejamento anual da operação dos sistemas energéticos desconectados das malhas do sistema

interligado brasileiro e sua elaboração é de responsabilidade do Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON).

Tal documento tem como horizonte de planejamento o ano subsequente ao de sua elaboração e determina a geração térmica necessária ao atendimento de energia elétrica de todas as localidades que compõem os sistemas isolados, bem como o consumo de combustível associado a esta geração térmica.

Esse consumo é calculado em função de um fator denominado consumo específico (até o limite de 0,3 l/kWh para grupo gerador), expresso como a relação da necessidade de combustível para cada unidade de geração, característico de cada máquina, mas limitado a valores máximos, que visam incentivar a busca de eficiência na geração, pelas empresas proprietárias das usinas térmicas.

São contempladas, neste estudo, todas as usinas térmicas que possuem capacidade instalada aprovada ou homologação de operação junto à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com previsão de geração no período estudado, inclusive as de propriedade de Produtores Independentes de Energia (PIEs).

3.3.3 Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Elétricos Isolados

Este documento, elaborado pela Eletrobrás, tem o objetivo de determinar o aporte financeiro necessário para cobertura das despesas com aquisição do combustível fóssil, a ser utilizado pelas usinas térmicas dos sistemas isolados, para geração de energia elétrica, que atenderá os consumidores desses sistemas, conforme informado pelo plano de operação citado anteriormente.

O Plano Anual de Combustíveis elaborado pelo GTON é publicado pela ANEEL em Resolução que especifica os montantes financeiros anuais que se constituirão em recolhimento de cada empresa contribuinte da CCC dos sistemas isolados, a fim de constituir o fundo que dará cobertura às despesas com compra de combustível pelas empresas proprietárias de usinas térmicas.

A partir das quantidades de consumo de combustíveis determinadas no Plano de Operação dos Sistemas Isolados, é calculado o custo da geração, com a aplicação dos preços previstos para cada localidade/empresa com geração térmica prevista. Deste total é abatido o valor da energia hidráulica equivalente, calculado a partir da geração térmica prevista no Plano de Operações dos Sistemas Isolados, multiplicado pela tarifa da energia hidráulica equivalente, em vigor, definida pela ANEEL.

Ao valor assim obtido é acrescida a valorização dos benefícios a serem pagos conforme previsto na Resolução nº 784 da ANEEL, de 24 de dezembro de 2002, onde se estabelecem as condições e os prazos para a sub-rogação dos benefícios da CCC aos projetos a serem estabelecidos nos sistemas isolados, em substituição à geração térmica que utilize derivados de petróleo, desde que tenham características de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou que utilizem fontes alternativas de energia.

Finalmente, deve ser acrescido ou abatido, dependendo da situação, o saldo remanescente da movimentação financeira da CCC do ano anterior, ou seja, acrescido caso o saldo tenha sido negativo e abatido caso o saldo tenha sido positivo.

Obtém-se, desta forma, o valor a ser rateado por todas as empresas que vendam diretamente energia elétrica a consumidores finais, sendo estabelecido que a participação da empresa na CCC dos sistemas isolados será a mesma de sua participação no mercado total brasileiro de energia elétrica, considerando-se os valores verificados referentes ao ano anterior ao da elaboração do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados. A Figura 3.5 apresenta o diagrama operacional do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados.

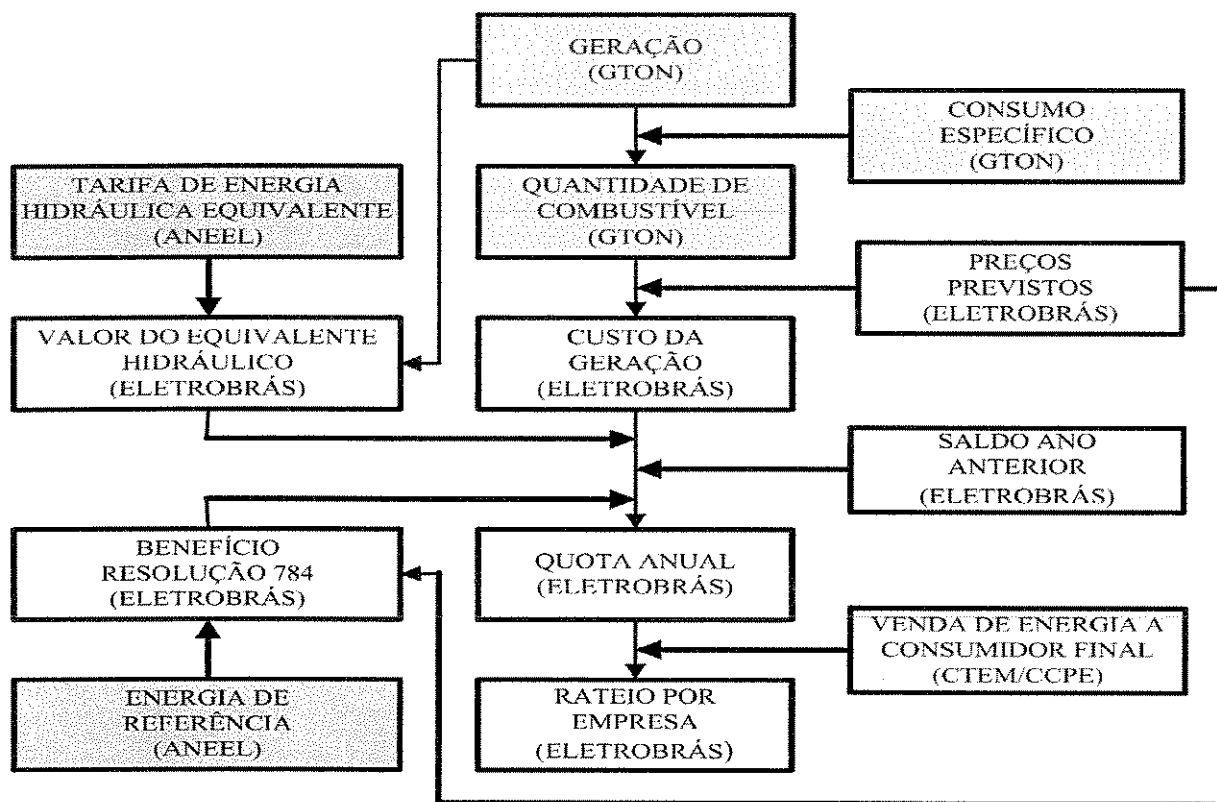


Figura 3.5 – Diagrama operacional do plano anual de combustíveis dos sistemas isolados
 Fonte: Eletrobrás, 2004b.

3.3.4 Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados

O relatório denominado Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados contempla, mensalmente, os ajustes da previsão anual, sendo determinadas as quantidades necessárias a serem consumidas de combustíveis, para cada localidade das empresas dos sistemas isolados, e sua elaboração é de responsabilidade do GTON.

Os principais produtos resultantes da elaboração de cada Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados são as Tabelas de geração térmica e autorização de compra de combustível, por empresa e por localidade, que consideram as peculiaridades decorrentes da logística de abastecimento de combustível e da manutenção de estoques.

Essas informações são passadas para a Petrobras Distribuidora, visando à determinação do limite de entrega de combustível, por localidade, que terão cobertura financeira da CCC dos sistemas isolados, uma vez que este fornecedor mantém um acordo operativo com a Eletrobrás,

no sentido de melhor administrar essa conta, visto que o mesmo se constitui no maior fornecedor da região.

Entretanto, isto não impede que as empresas tenham seu fornecimento de combustível efetuado por outro fornecedor, resultando na cobertura pela CCC dos sistemas isolados através de reembolso de despesas efetuadas pelas empresas e não pelo acordo operativo.

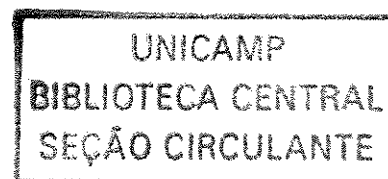
3.3.5 Cotas mensais da CCC dos Sistemas Elétricos Isolados

Este cálculo, realizado pela Eletrobrás, tem o objetivo de determinar, mensalmente, a necessidade financeira para cobertura das despesas com a aquisição de combustíveis, conforme informado pelo Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.

As cotas mensais da CCC dos Sistemas Isolados seguem a mesma metodologia de cálculo do valor anual, ou seja, sobre as quantidades de combustíveis é aplicado o seu preço, para a obtenção do custo da geração, ao qual é acrescida a parcela dos benefícios a serem pagos conforme previsto na Resolução ANEEL nº 784, de 24 de dezembro de 2002, do qual é abatido o valor da energia hidráulica equivalente, calculada a partir da geração térmica prevista no Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.

O valor assim calculado é rateado na mesma proporção do valor anual, ou seja, com os mesmos percentuais do Plano Anual de Combustíveis dos Sistemas Isolados, do respectivo ano, passando a servir de base para a publicação, pela ANEEL, de despacho onde são especificados os montantes financeiros mensais, que se constituirão em recolhimento de cada empresa contribuidora da CCC dos sistemas isolados, a cada dia 10 do mês subsequente ao mês de referência da cota.

Adicionalmente, em função do acordo operativo já citado, o valor da energia hidráulica equivalente, por empresa, é informado à Petrobras Distribuidora, para efeito de redução do valor a ser pago pela CCC dos sistemas isolados, uma vez que esta parcela do custo da geração é de responsabilidade da empresa proprietária da usina térmica.



Com base neste planejamento anual e nas previsões mensais, realizadas pela Eletrobrás, é feita a cobertura das despesas com a aquisição de combustíveis para as empresas dos sistemas isolados, por meio de sistemática específica. Esse mecanismo de compensação cobre a maior parte do custo do combustível utilizado na geração de energia elétrica dos sistemas isolados, ficando para os consumidores locais os custos referentes aos tributos incidentes e à “energia hidráulica equivalente”, que, em junho de 2004, era de R\$ 37,70/MWh.

Porém, essa sistemática de compensação necessita ser aperfeiçoada, pois os constantes aumentos nos preços de combustíveis fósseis, indexados ao dólar americano, vêm sendo muito superiores aos aumentos médios concedidos nas tarifas de energia elétrica das concessionárias da Região Norte, que no período de jan/1999 a jan/2004 foi em torno de 90%, enquanto que os combustíveis para geração de energia elétricas foram majorados com índices que variaram de 276% a 579%, conforme pode ser observado na figura 3.6, causando grandes prejuízos financeiros e contribuindo sobremaneira para o déficit operacional dessas empresas. O custo total do combustível para a operação das usinas termelétricas dos sistemas isolados, previsto para o ano 2004, é superior a R\$ 3,0 bilhões (US\$ 1,0 bilhão).

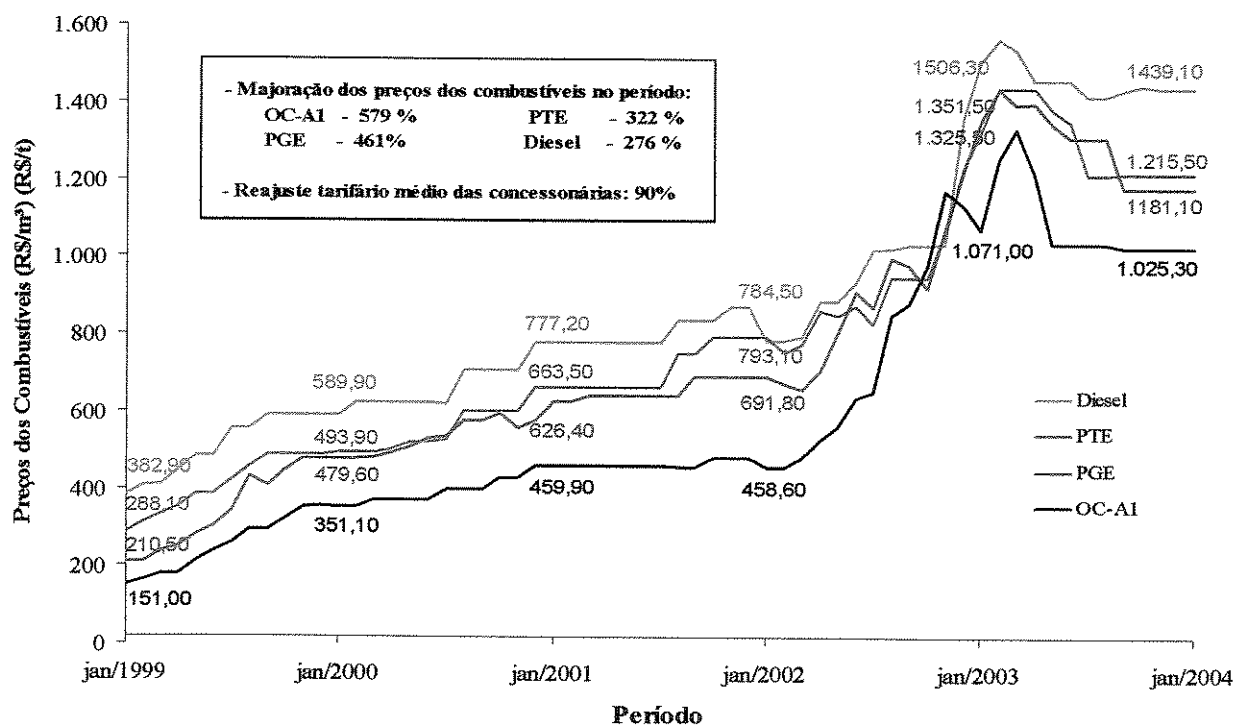


Figura 3.6 – Majoração dos preços dos combustíveis no período de janeiro/1999 a janeiro/2004
 Fonte: Própria, 2004.

3.4 O Programa Nacional de Universalização

Na tentativa de eliminar a exclusão elétrica no País, o Governo Federal iniciou no primeiro semestre de 2004 o desafio de levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008, através do Programa “Luz para Todos”, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e que conta com a participação da Eletrobrás e de suas empresas controladas. Desses brasileiros que vivem sem acesso a esse serviço público, mais de 10 milhões vivem no campo, em lugares distantes e em pequenos vilarejos. São aproximadamente 2 milhões de domicílios rurais não atendidos, correspondendo a 80% do total nacional da exclusão elétrica. Cerca de 90% dessas famílias possuem renda inferior a três salários mínimos e moram em localidades de baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

3.4.1 Objetivos

O desafio da universalização do fornecimento de energia elétrica no Brasil é proporcional à preocupante realidade dos altos níveis de desigualdades social e regional do País, principalmente nas regiões menos desenvolvidas, como o Norte e o Nordeste.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução nº 233, de 29 de abril de 2003, estabelece as condições gerais para elaboração dos planos de universalização de energia elétrica visando o atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que versa, também, sobre a universalização do serviço de energia elétrica, e fixa as responsabilidades das concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica. De acordo com essa resolução, o plano de universalização deve ser alcançado para determinado município ou conjunto de municípios, em função do índice de atendimento estimado com base nos dados do censo do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) 2000, até o ano de 2015.

Contudo, o desejo do Governo Federal, através do Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, que instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso de Energia Elétrica – Luz para Todos, é de antecipar o programa em sete anos, ou seja, até o ano 2008, seguindo metas estabelecidas em um cronograma de atendimento. O programa será iniciado em

todos os estados brasileiros até o final de 2004, com a instalação de Comitês Gestores Estaduais (CGEs) e o início de projetos pioneiros.

Dessa forma, o objetivo do governo é utilizar a energia elétrica como um vetor de desenvolvimento social e econômico destes consumidores excluídos, contribuindo para a redução da pobreza e o aumento da renda familiar, considerando que a chegada da energia elétrica facilitará a integração dos programas sociais dos governos federal, estaduais e municipais, além do acesso aos serviços de saúde, educação, abastecimento de água e saneamento. Serão priorizados projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado. Para os beneficiados pelo programa a instalação será gratuita e as tarifas serão reduzidas para os consumidores residenciais de baixa renda com ligação monofásica e consumo mensal inferior a 80 kWh/mês, conforme previsto na legislação vigente.

3.4.2 Metas

O investimento do programa está previsto em R\$ 7,5 bilhões para os próximos cinco anos, e será feito em parceria com as concessionárias distribuidoras de energia e os governos estaduais, sendo R\$ 5,3 bilhões a contribuição do Governo Federal. O restante será de responsabilidade dos governos estaduais e agentes do setor. Os recursos federais serão oriundos dos seguintes fundos setoriais de energia: a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva Global de Reversão (RGR). Estima-se que a execução do programa resultará na criação de 300 mil novos empregos e no aumento de produção da indústria de equipamentos e serviços, com prioridade para a utilização de mão-de-obra local e aquisição de materiais e equipamentos nacionais, fabricados em regiões próximas às áreas que serão atendidas.

A gestão do Programa Luz para Todos terá a participação de todos os órgãos interessados - governo federal, governos estaduais, distribuidoras de energia, ministérios, agentes do setor e comunidades, contando com a seguinte estrutura: Conselho Nacional de Universalização, Comitê Gestor Nacional de Universalização, Comitês Gestores Estaduais e Agentes Comunitários. As metas anuais previstas no Programa estão indicadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Metas anuais de atendimento do Programa Luz para Todos

<i>Ano</i>	<i>Novos atendimentos</i>	<i>% de domicílios</i>
2004	400.000	20
2005	500.000	25
2006	500.000	25
2007	300.000	15
2008	300.000	15
Total	2.000.000	100

Fonte: MME, 2003b.

No contexto da Região Amazônica, pode-se observar, através das Figuras 3.6 e 3.7, que os estados da Região Norte destacam-se no panorama da exclusão elétrica no País quanto ao seu nível de não atendimento no meio rural. Não obstante ao Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), que foi instituído em 27 de dezembro de 1994, por Decreto Presidencial, coordenado pelo MME, sendo um programa nacional na área energética que visa levar energia elétrica às comunidades rurais desassistidas, utilizando recursos naturais, renováveis não poluentes disponíveis nas próprias localidades. Dentre as vantagens dessa iniciativa devem ser destacados o desenvolvimento social e econômico de áreas rurais, com impactos diretos no nível de emprego e a conseqüente redução dos ciclos migratórios em direção aos centros urbanos.

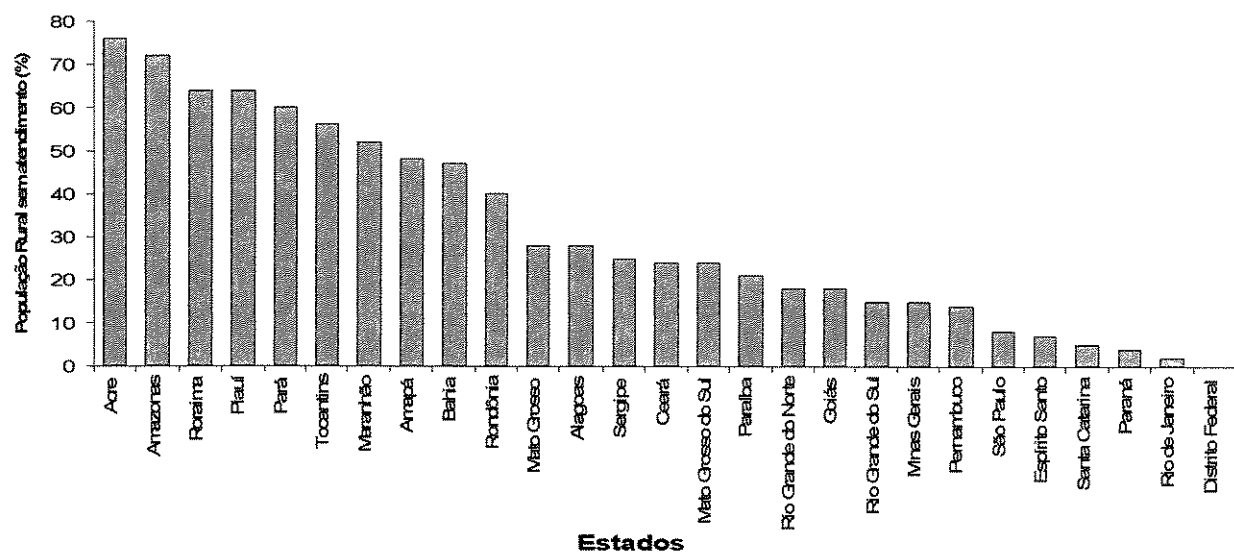


Figura 3.7 – Índices de exclusão elétrica no meio rural, por estado
 Fonte: MME, 2003b.

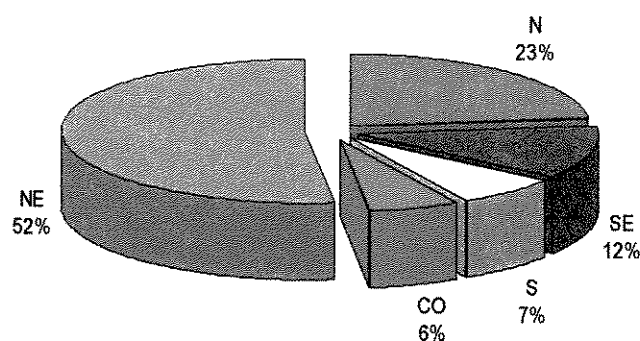


Figura 3.8 – Distribuição, por região, dos domicílios não atendidos por energia elétrica no meio rural
 Fonte: MME, 2003b.

O Programa Luz para Todos contempla o atendimento das demandas no meio rural através de três alternativas: extensão de rede, sistemas de geração descentralizados com redes isoladas, ou sistemas individuais. A estratégia de atendimento devido à facilidade de execução deverá ser iniciada pela extensão de redes e, posteriormente, as demais alternativas.

Devido às peculiaridades da Região Norte, principalmente as associadas à sua geografia econômica, dimensões territoriais continentais e dificuldades de acesso a uma população rural em sua maioria pobre e dispersa, a execução do programa, no período de 2004 a 2008, irá requerer um esforço enorme de todos os setores envolvidos, no sentido de que as dificuldades específicas

dessa região sejam superadas e as metas propostas do programa sejam alcançadas. É importante, também, a implantação de programas sociais nas comunidades que serão atendidas pelo programa de universalização, visando utilizar a energia elétrica para promover algumas atividades econômicas, possibilitar a geração de trabalho e renda e não comprometer a continuidade do atendimento do serviço de energia elétrica a esses consumidores.

Assim, com todas essas peculiaridades associadas aos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, faz-se necessário a definição de um modelo institucional no setor elétrico que envolva os diversos agentes interessados no âmbito dos Governos Federal, Estaduais e Municipais para discutir as problemáticas e propor arranjos setoriais para esses sistemas, a exemplo da recente divulgação do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico para o Sistema Interligado Nacional, cuja síntese é apresentada no capítulo a seguir.

Capítulo 4

Síntese do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico

4.1 Cronologia da Proposta do Novo Modelo e os Sistemas Isolados

As especificidades do setor elétrico brasileiro, cuja característica fundamental é a predominância hidráulica, com uma grande diversidade entre seus subsistemas, e a necessidade de se implantar um arranjo institucional adequado, direcionaram o Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia (MME), a publicar, em julho de 2003, o documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, iniciando um processo de sugestões e contribuições apresentadas em diversos encontros incentivados e conduzidos pelo Ministério, com representantes dos diversos níveis de governo, de empresas, dos consumidores e dos sindicatos, configurando-se um amplo diálogo com todos os segmentos da sociedade envolvidos com a questão elétrica.

Na versão de julho de 2003 da proposta do modelo institucional do setor elétrico os sistemas isolados foram contemplados. A inclusão desses sistemas visava assegurar a modicidade tarifária para os seus consumidores finais, bem como a viabilidade econômico-financeira dos geradores e distribuidores que neles atuam ou venham a atuar. Nessa versão estava previsto, inclusive, a criação de um novo agente institucional, direcionado exclusivamente para os sistemas isolados, que era o Operador dos Sistemas Elétricos Isolados (OSI), sucessor do GTON, cuja atribuição principal seria a de executar a coordenação da operação dos sistemas elétricos isolados.

Para revisar e detalhar a proposta do Modelo para os sistemas elétricos isolados, o MME criou, no fim de agosto de 2003, o Grupo de Trabalho 13 (GT 13), coordenado pelo Secretário de Desenvolvimento Energético do MME, contando com a participação de representantes da

Secretaria de Energia Elétrica do MME, procuradoria do Ministério, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Eletrobrás, Eletronorte, Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE).

Entretanto, na versão de dezembro de 2003, infelizmente, devido às peculiaridades já citadas dos estados da Amazônia Ocidental: Amazonas, Acre, Amapá, Rondônia e Roraima, que compõem os sistemas isolados da Região Norte, o novo modelo não contempla os ajustes necessários para viabilizar um atendimento satisfatório dos mercados associados às concessionárias de serviço público de energia elétrica desses estados. Assim, é de fundamental importância que as mudanças propostas para os sistemas isolados sejam contempladas, com a devida brevidade, no novo modelo institucional do setor elétrico.

4.2 Premissas da Proposta do Novo Modelo

O novo modelo proposto tem os seguintes objetivos principais:

- promover a modicidade tarifária, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para um desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos necessários à expansão do sistema; e
- promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização do atendimento.

Assim, o modelo propõe oito questões como temas principais na formulação do novo arranjo institucional para o setor elétrico:

- segurança do suprimento;
- modicidade tarifária;
- ambientes de contratação e competição na geração;
- contratação de energia nova em um ambiente de contratação regulado (ACR);
- contratação de energia existente no ACR;
- consumidores livres;

- acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia; e
- novos agentes institucionais

Cada um destes temas é examinado nas seções a seguir.

4.2.1 Segurança do Suprimento

Com o objetivo de assegurar medidas de segurança para o suprimento de energia elétrica, adicionais às já contempladas pela legislação e regulamentação atuais, o modelo prevê o seguinte conjunto integrado de medidas: exigência de contratação da totalidade da demanda; cálculo realista dos lastros de geração (energia assegurada); adequação do critério vigente de segurança, estabelecendo outros com mais severidade do que os atuais; contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas que assegurem a garantia do suprimento a custos razoáveis; e o monitoramento constante da segurança de suprimento, com medidas preventivas capazes de restaurá-la ao menor custo para o consumidor.

4.2.2 Modicidade Tarifária

A modicidade tarifária, elemento fundamental no atendimento às demandas sociais, tem como base, no novo modelo, a contratação eficiente de energia para os consumidores regulados, através das seguintes ações: compra de energia sempre através de leilões, na modalidade “menor tarifa”; contratação de energia por processo licitatório conjunto dos distribuidores na forma de *pool*, objetivando economias de escala na contratação da energia de novos empreendimentos, repartindo riscos e benefícios contratuais e equalizando tarifas de suprimento; e contratação em separado, por licitação, da energia de novas usinas e de usinas existentes.

4.2.3 Ambientes de Contratação

O Modelo propõe a criação de dois ambientes de contratação de energia, com regras e procedimentos diferenciados: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para a aquisição de três tipos básicos de energia – a geração de novas usinas, a geração de usinas existentes, e a contratação de energia para efetuar ajustes finos entre a demanda prevista e a oferta - para o atendimento de consumidores de tarifas reguladas, com o objetivo de lhes assegurar modicidade tarifária; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre (ACL), para a aquisição de energia elétrica por

consumidores livres, através de contratos livremente negociados, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge* a critério dos próprios interessados.

Contratos bilaterais envolvendo concessionárias distribuidoras serão totalmente respeitados e tratados no ACL até o seu término. Para que a geração fique caracterizada como competitiva, todos os geradores, sejam eles produtores independentes, concessionários de serviço público ou autoprodutores com excedentes, poderão vender sua energia tanto no ACR quanto no ACL.

4.2.4 Consumidores Livres

Consumidores qualificados – com demandas elevadas, segundo o novo modelo, poderão continuar a optar pelo seu fornecedor de energia elétrica, desde que notifiquem suas decisões de troca de fornecedor à concessionária distribuidora que os está atendendo, nos prazos indicados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Demandas e prazos de antecedência a serem atendidos por potenciais consumidores livres

<i>Demanda (MW)</i>	<i>Prazo de antecedência</i>
Entre 3 e 5	1 ano
Entre 5 e 10	2 anos
Acima de 10	3 anos

Fonte: MME, 2003b.

A notificação que solicita a volta à condição de suprimento pela distribuidora local, deverá ser efetuada com cinco anos de antecedência. No entanto, a distribuidora, a seu critério, poderá atender o consumidor em prazos inferiores.

4.3 Agentes Institucionais

4.3.1 Atribuições Principais dos Agentes Institucionais Existentes

De acordo com o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, as principais atribuições do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) serão:

- proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas;
- proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME (nova função); e
- proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (nova função).

Quanto ao Ministério de Minas e Energia (MME), o novo modelo lhe atribui as seguintes funções:

- formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE;
- retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública;
- exercício do Poder Concedente;
- monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, por intermédio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e
- definição de ações preventivas para a restauração da segurança do suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como medidas de gestão da demanda e/ou a contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

Segundo o novo modelo, caberá à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) as seguintes atribuições:

- mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico;
- realização de leilões de concessões de empreendimentos de geração e transmissão, por delegação do MME; e
- licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

As atuais atribuições do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) não foram alteradas pelo novo modelo institucional do setor elétrico:

- coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado; e
- administração da contratação das instalações de transmissão

Caberá a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) as seguintes atribuições principais:

- exercício da função de *holding* das empresas estatais e federais;
- administração de encargos e fundos setoriais;
- comercialização da energia da ITAIPU Binacional;
- comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA.

4.3.2 Novos Agentes Institucionais

Além de definir algumas novas atribuições para instituições existentes, o modelo cria dois novos agentes institucionais e constitui um novo comitê, com o objetivo de complementar o marco regulatório.

Um destes novos agentes é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que terá as seguintes atribuições:

- execução de estudos para definição da Matriz Energética, com a indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo;
- execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos;
- execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão);
- promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; e
- promoção dos estudos de viabilidades técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

O outro novo agente será a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituirá o atual Mercado Atacadista de Energia (MAE), com as seguintes atribuições:

- administração da contratação de energia no âmbito do ACR;
- a CCEE atuará como interveniente;

- nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um *pool*, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores;
- nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência;
- exercício das atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

Finalmente, o modelo reserva ao novo Comitê de Monitoramento do setor Elétrico (CMSE) as seguintes responsabilidades:

- monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos; e
- recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras.

4.4 As Bases do Modelo Proposto

Apresentam-se nas próximas seções, de uma forma resumida, as bases do novo modelo do setor elétrico brasileiro.

4.4.1 Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

A atividade de planejamento da expansão do setor elétrico será estruturada em três etapas:

- (i) planejamento de longo prazo, com a cobertura de horizonte não inferior a vinte anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se definirá o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), que irá estabelecer estratégias em termos de novas fontes de geração, de grandes troncos de transmissão e de desenvolvimento tecnológico e industrial para a nação;
- (ii) planejamento de médio prazo, que cobrirá um horizonte não inferior a dez anos, com a observância de um ciclo de atividades anual, em que será definido o Plano Decenal de Expansão dos Sistemas Elétricos (PDE), que será elaborado tendo como referência o PELP e que irá apresentar o ordenamento temporal, por mérito econômico, dos projetos de geração e de transmissão, levando em consideração,

entre outras alternativas, blocos de co-geração e ofertas de gerenciamento de demanda e de eficiência energética e, ainda, o Programa Determinativo de Expansão da Transmissão (PDET), no qual somente reforços alocados no horizonte de cinco anos exigirão providências de natureza executiva; e

- (iii) monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, que irá cobrir um horizonte de cinco anos, observando um ciclo permanente de atividades onde serão definidas as providências para eventuais ajustes no programa de expansão em andamento.

4.4.2 Licitações

A geração existente será licitada apenas para o mercado descontratado. Os contratos terão prazos entre três e quinze anos. Para a licitação de energia nova, a EPE irá propor uma lista de projetos hidrelétricos e termelétricos, ordenando-os por preços crescentes para o atendimento à expansão do mercado. No caso das hidrelétricas, os novos projetos deverão ser oferecidos à licitação com estudo de viabilidade técnico-econômica e licença prévia ambiental concedida; o preço será formado pela razão entre a parcela fixa dos custos do empreendimento e o certificado de energia assegurada da usina, determinado pela ANEEL. Para a formação dos preços das usinas termelétricas serão incluídos os custos fixos do projeto, como operação e manutenção e os contratos tipo *take or pay*, mais os valores esperados do custo operativo das centrais, que dependem da potência disponível da usina, da geração mínima e do custo variável de operação. Com a aprovação do elenco de usinas pelo MME, a ANEEL será autorizada, pelo ministério, a promover a licitação para o atendimento do mercado regulado.

4.4.3 Contratação da Energia

Regras e procedimentos específicos deverão ser observados pelas contratações efetuadas no ACR e no ACL. Em princípio, permanecem inalteradas as regras para registro de contrato, contabilização e liquidação de diferenças contratuais. O novo modelo de contratação de energia se refere ao sistema interligado e ao ACR. A Figura 4.1 ilustra como deverá ser a coexistência dos dois ambientes de contratação e caracteriza a geração como uma atividade competitiva.



Figura 4.1 – Visão geral do modelo de contratação

Fonte: MME, 2003b.

No ACR – *pool*, estão previstos três tipos básicos de contratação:

- (i) Contratação da geração de novas usinas mediante duas modalidades contratuais: contratos de quantidades de energia, em que o risco do suprimento de energia (risco hidrológico e de uso dos reservatórios para compensar atraso de obras, variação na carga, etc) corre por conta do gerador, e contratos de disponibilidade de energia, em que este risco é totalmente transferido ao comprador;
- (ii) Contratação da geração de usinas existentes; e
- (iii) Contratação de ajustes entre demanda e oferta.

No ACL os contratos serão livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de *hedge* a critério dos próprios interessados. A Figura 4.2 ilustra a futura coexistência dos dois ambientes de contratação regular de energia previstos pelo novo modelo.

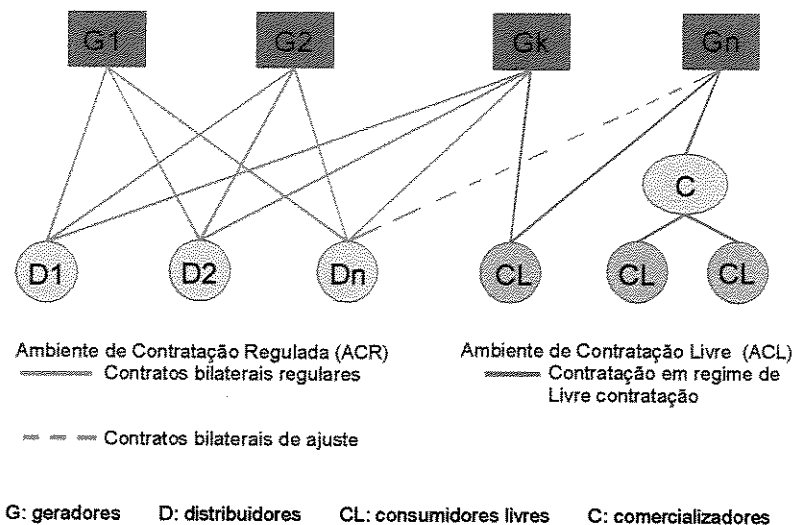


Figura 4.2 – Visão geral das relações contratuais no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: MME, 2003b.

Na CCEE serão contabilizadas e liquidadas todas as diferenças contratuais, bem como será registrado todo e qualquer contrato de compra e venda de energia entre geradores e distribuidores, entre geradores e comercializadores e/ou consumidores livres, com a liquidação feita *ex-post*, no máximo em base mensal, sempre ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, calculado e publicado com periodicidade máxima semanal pelo agente, tendo como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo.

4.4.4 Desverticalização

A proposta de desverticalização das atividades setoriais apresenta as seguintes vantagens:

- preserva a identidade de cada concessão e a da própria atividade;
- evita qualquer contaminação na formação dos custos e da própria base de remuneração de cada atividade de serviço público;
- proporciona transparência da gestão de cada atividade, permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão;
- permite a identificação da “Base de Remuneração” de cada atividade ou concessão;
- evita que os recursos de uma atividade de serviço público sejam utilizados em atividades competitivas ou em outras, comprometendo a expansão e a melhoria da prestação do serviço concedido; e

- evita que captações de recursos, com a finalidade de financiar uma atividade de serviço público, comprometam captações necessárias a outras atividades de serviço público, exercidas conjuntamente.

A atividade de geração está hoje constituída no País como uma atividade competitiva, enquanto as atividades de transmissão e distribuição revestem-se de um caráter de serviço público. As concessionárias de serviço público não poderão exercer atividades atípicas ao setor elétrico, exceto em casos específicos aprovados pela ANEEL. As permissionárias e concessionárias de distribuição não poderão exercer atividades de geração, transmissão e comercialização a consumidores livres, com uma exceção para a geração distribuída de pequeno porte, na modalidade de serviço público para destinação exclusiva ao mercado consumidor próprio.

4.4.5 Geradores

O processo de geração deverá ser competitivo e todos os geradores poderão vender energia tanto no ACR quanto no ACL, com a existência dos dois tipos básicos de contratos para a venda da energia dos geradores, comentados anteriormente: os contratos de quantidades de energia e os contratos de disponibilidade de energia.

Os geradores podem ser: concessionários de serviço público de geração (CSPG), produtores independentes de energia elétrica (PIE), ou autoprodutores, sendo que os dois primeiros poderão vender energia para:

- o conjunto de distribuidores, no ACR, mediante licitação, por meio da CCEE, com vistas à contratação regular;
- compradores individuais, por intermédio de leilão público de compra, operacionalizado pela CCEE, com vistas à contratação regular de ajuste;
- constituição de reserva;
- consumidores livres;
- comercializadores, para atendimento a consumidores livres;

- consumidores regulados (atendidos por concessionárias de distribuição), desde que integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o gerador também forneça vapor oriundo de processo de co-geração; e
- exportação, dependendo de autorização do Poder Concedente e de registro das operações na CCEE.

A geração hidrelétrica, com contrato de até 35 anos, depende de concessão de uso de bem público, outorgada pelo Poder Concedente, sempre precedida de licitação, ou de autorização em função do porte da usina. Todo contrato de concessão de usinas hidrelétricas poderá ser prorrogado, a critério do Poder Concedente, por um prazo não superior a 20 anos.

O gerador termelétrico poderá ter contratos de até 30 anos, irá adquirir o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis de sua operação. Por sua vez, os ganhos decorrentes da operação em complementação térmica serão apropriados pelo gerador.

O gerador termelétrico deverá declarar mensalmente:

- o seu grau de flexibilidade operativa; e
- o seu custo de geração.

Dentro dos limites da flexibilidade declarada, o gerador térmico será despachado por ordem de mérito econômico.

O gerador termelétrico poderá ser contratado através de duas modalidades:

- Modalidade de Quantidade de Energia, na qual o gerador adquirirá o combustível necessário à sua operação e arcará com todos os custos variáveis da mesma; e
- Modalidade de Disponibilidade de Energia, em que caberá aos consumidores arcar com os custos variáveis da operação, procedimento feito após a estimativa anual das tarifas.

Fontes de geração de pequeno porte, como pequenas centrais hidrelétricas ou termelétricas, geradores eólicos, ou plantas de co-geração, poderão ser contratados diretamente por distribuidores, quando conectadas na sua rede de distribuição, comercializadores, consumidores livres, ou, ainda, por distribuidores, no ACR, através dos leilões da CCEE.

4.4.6 Distribuidores

Com o novo modelo a atividade das concessionárias distribuidoras passou a ser orientada para o serviço de rede e para a venda de energia somente a consumidores com tarifa e demais condições de fornecimento reguladas pela ANEEL. Elas não poderão comercializar energia para consumidores livres, a não ser em condições totalmente reguladas. Para consumidores livres que optarem por outros fornecedores, elas terão a função de provedores de rede e, por esse serviço, receberão valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Não será admitido o compartilhamento de barramentos de subestações, seja de transmissão ou de distribuição. As conexões nas subestações (*bays* de conexão), necessárias às novas ligações ao sistema, serão de responsabilidade do proprietário da subestação, no aspecto técnico, e do acessante, no que diz respeito aos custos de conexão.

Quanto a geração distribuída, será admitida a aquisição de geração de pequeno porte diretamente pelos distribuidores, desde que a unidade geradora esteja integrada à sua rede, podendo esta ser própria (distribuidores de até 300 GWh/ano) ou pertencente a terceiros. A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora.

4.4.7 Consumidores Livres e Comercializadores

Os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em qualquer nível de tensão, são considerados consumidores livres e poderão optar por: continuar sendo atendidos pelo distribuidor local; comprar energia diretamente de um produtor independente; ou comprar energia por meio de um comercializador.

O retorno à condição de consumidor com contrato regulado com o distribuidor deverá ser solicitado com uma antecedência mínima de 5 anos.

Os comercializadores poderão desempenhar as seguintes atividades: comprar e vender energia de geradores; comercializar energia com consumidores livres; comercializar energia com concessionárias de distribuição, em contratos com duração não superior a dois anos, participando

dos leilões promovidos pelo CCEE (contratação de ajuste dos distribuidores); e representar geradores nos leilões de mercado do *pool*.

Os comercializadores poderão representar geradores nos leilões de mercado do *pool* nas seguintes condições: as ofertas de venda deverão estar lastreadas por energia assegurada de empreendimentos específicos e as plantas relacionadas não poderão servir de lastro para nenhuma outra transação do comercializador.

4.4.8 Reserva Conjuntural de Energia

No caso de um desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, o MME irá estabelecer o volume de energia que será contratado, através de licitação pela CCEE, como reserva de energia para o sistema. Essa possibilidade de desequilíbrio em curto prazo, em situações de emergência, deverá ser indicado pelo CMSE, e os custos dessa reserva de energia serão assumidos por consumidores cativos e livres e pelos autoprodutores.

4.4.9 Programas Setoriais do Governo

Uma parcela dos montantes de energia que serão contratados nos processos de licitação realizados pela CCEE será destinada às energias alternativas renováveis, tais como: eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), em sua primeira fase, fará a contratação na forma da legislação atual. Na segunda fase do Programa, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, levando-se em consideração que o impacto da contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder a 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais e os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%. As fontes alternativas competirão entre si pela parcela do mercado que lhes for destinada para que não haja necessidade de se estabelecer qualquer tipo de definição de valor econômico para as fontes, a ser repassado para a tarifa.

Tendo em vista o estabelecimento de mecanismos para a contratação de energia renovável pela CCEE, desnecessário será o uso de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para o incentivo de tais fontes, que serão utilizados na universalização do acesso e do uso

do serviço de energia elétrica, no subsídio para consumidores de baixa renda e na modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste.

4.4.10 Transição

O período de transição caracterizar-se-á pela implantação dos novos agentes, EPE e CCEE, e pelo início da contratação de energia para os próximos anos, sob as novas regras estabelecidas. No entanto, há os compromissos de se respeitar os contratos existentes, de não se gerar aumentos tarifários evitáveis e de se criar um ambiente propício para a retomada de investimentos no setor.

4.5 Aspectos Gerais

O Governo Federal busca um ambiente propício para o fortalecimento do setor elétrico brasileiro, sinalizando condições para que o mercado de energia no País tenha oportunidades de se desenvolver de modo seguro, visando o aumento da oferta de energia e a melhoria dos serviços com modicidade tarifária. Para isso, a participação da iniciativa privada e o incentivo à concorrência entre os agentes do setor são fundamentais, com o desafio de se estabelecer um novo marco que garanta os incentivos adequados aos novos investimentos e a proteção assegurada aos contratos antigos, sem prejuízo dos diversos interesses envolvidos, em especial o dos consumidores.

No cenário atual, um aspecto de grande preocupação está relacionado à necessidade urgente desses investimentos no setor de energia elétrica, no futuro próximo, para garantir um crescimento sustentável e indispensável da economia brasileira. As estimativas do orçamento da União e os recursos das empresas estatais não indicam que a União seja capaz de, sozinha, fazer face ao volume de investimentos necessários ao aumento da capacidade de geração e dos sistemas de transmissão e distribuição. Assim, é evidente a necessidade de aporte de capitais privados para complementar a indicação do planejamento do setor elétrico, o que se espera alcançar com a implementação de regras claras que permitam a estabilidade para este setor de importância estratégica, sinalizando um ambiente competitivo em que se possa obter ganhos garantidos a longo prazo.

Um outro aspecto fundamental do novo modelo é que o planejamento da expansão do

sistema prevê contar com uma decisiva participação das próprias empresas do setor, incentivando-as a aprimorarem seu planejamento. Porém, esta atividade, centralizada no governo federal, deve também contemplar a participação dos Estados e seus agentes setoriais, de forma a garantir que as particularidades e vocações de cada região, bem como seus planos de desenvolvimento econômico e social sejam explorados de forma efetiva e ampla, assegurando uma fiel observância do interesse público.

Por outro lado, o sistema elétrico brasileiro não suporta mais as incertezas de um planejamento apenas indicativo; a tipicidade hídrica do sistema exige um planejamento de longo prazo, de cunho determinativo, e com possibilidades de contestação tanto dos dados, procedimentos e metodologias de planejamento, como dos projetos candidatos ao plano de expansão.

Para implementar as bases do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, o governo federal publicou duas Medidas Provisórias (MPs), de números 144 e 145, em 10 de dezembro de 2003, que se transformaram, em 15 de março de 2004, nas leis números 10.848 e 10.847, respectivamente. A Lei nº 10.847 criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), enquanto que a Lei nº 10.848 estabeleceu os demais elementos do novo marco regulatório setorial. Inúmeros decretos do governo federal e resoluções da ANEEL devem ainda detalhar este marco.

Contudo, para que o processo de implementação das medidas propostas no novo modelo do setor elétrico, que é considerado estratégico para a retomada do crescimento econômico do País, possa apresentar os resultados esperados, é necessário que os diversos agentes envolvidos nesta proposta sejam contemplados com os recursos financeiros indispensáveis para que os problemas conjunturais, que o setor elétrico ainda enfrenta, sejam superados e a sociedade em geral possa utilizar um serviço de energia elétrica eficiente, confiável e de menor custo possível.

Porém, os diversos agentes envolvidos com a questão energética do País têm manifestado algumas preocupações quanto aos resultados esperados com a implantação desse modelo. Alguns agentes consideram que há uma forte concentração de poder decisório na esfera do poder Federal em detrimento aos agentes reguladores, merecendo uma ampla reflexão e discussão das

incertezas associadas principalmente a necessidade de investimentos privados para a expansão do setor.

Outro aspecto importante é a retomada do trabalho realizado pelo Grupo de Trabalho 13 (GT 13) para a definição de um modelo para os Sistemas Elétricos Isolados, que contemple política energética, planejamento e regulação para esses sistemas. Para tal, no capítulo a seguir é apresentado um conjunto de diretrizes que possam contribuir para a elaboração de propostas relativas a essa temática.

Capítulo 5

Política Energética, Planejamento e Regulação para os Sistemas Isolados

O atendimento às necessidades energéticas das localidades isoladas, em particular, as situadas na Região Norte, foco principal desse trabalho, defronta-se com uma situação crítica, que contrapõe uma estrutura de suprimento de energia elétrica, com custos muito superiores aos encontrados nos sistemas interligados a comunidades de consumidores com padrões de renda em geral bem inferiores em relação à média nacional, em muitos casos voltados a atividades extrativas de pequena escala e a uma agricultura de subsistência, vivendo em localidades que são, usualmente, de difícil acesso.

Logo, as características intrínsecas dos sistemas isolados são as predominâncias de baixas densidades de carga e a dispersão populacional. As economias regionais atendidas pelos sistemas isolados atravessam, freqüentemente, situações de profunda estagnação econômica, associadas fortemente à falta de agregação de valor aos produtos regionais. Este baixo desempenho econômico, aliado às características de isolamento geográfico, bem como a falta de adoção de um planejamento energético específico e sustentável, integrado a programas de desenvolvimento regional são, sem dúvida, as maiores barreiras que comprometem a viabilidade de um bom atendimento energético a estas regiões.

5.1 Política Energética

Considerando a amplitude do tema, não existe a pretensão de tratá-lo em toda sua dimensão. Assim sendo, a discussão, a ser apresentada, se restringirá a necessidade da manutenção dos subsídios da CCC-Isol e a questão tributária, elementos de extrema importância para o contexto dos Sistemas Elétricos Isolados.

5.1.1 A Necessidade de Subsídios

De forma a viabilizar tanto a permanência das comunidades atendidas pelos sistemas isolados, algumas delas situadas em regiões de fronteira, como a ocupação auto-sustentada do espaço amazônico, há a necessidade de subsídios explícitos, que gerem condições mínimas de sobrevivência e de integração na sociedade brasileira. Mais especificamente, o fornecimento de eletricidade em muitas localidades só se torna viável se apoiado por fontes externas de recursos, o que deve ser feito de forma clara e transparente. Nesse sentido, a promulgação da Lei 10.438/02 foi de extrema importância, sobretudo no que concerne à universalização do atendimento, manutenção da CCC-Isol até 2022, extensão da Reserva Geral de Reversão - RGR até 2010, assim como a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que deverá se estender até 2027.

Atualmente, o atendimento é feito de uma forma subsidiada, mas sem total transparência, em parte através de subsídios à geração termelétrica e, em parte, de maneira implícita, através de prejuízos absorvidos pelas empresas geradoras e distribuidoras que atuam na região.

Embora a eletricidade não possa ser incluída na relação dos bens públicos, no sentido estrito (*stricto sensu*), como tipicamente a segurança pública, acredita-se que, nessas localidades possa ser considerada como um bem público, no sentido amplo do conceito (*lato sensu*), cujo consumo não seja apenas do interesse direto de seus consumidores locais, mas também de interesse da sociedade como um todo, justificando, inclusive, a introdução de fontes públicas de recursos.

Evidentemente, uma solução seria o atendimento direto pelo Estado e, desse modo, os prejuízos seriam cobertos automaticamente pelo orçamento público. Sem que se possa descartar essa alternativa, contra ela pesam os riscos inerentes às atividades gerenciais do Estado e o risco moral a ela associado, que tem levado a uma transferência progressiva das atividades produtivas estatais para o setor privado.

Através de um sistema de subsídios explícitos pode-se separar a questão do objetivo social mais amplo do Estado, do objetivo empresarial específico de lucratividade. Delimitado o quadro de direitos e deveres e viabilizada sua execução por mecanismos financeiros, resta ao

gestor da empresa buscar operar da maneira mais eficiente possível, balizado pelas metas estabelecidas para ele no quadro institucional.

Admitindo-se como solução o subsídio explícito, de tal modo que o serviço possa ser prestado por organizações empresariais, ainda que estatais, resta estabelecer sua fonte. Por razões de praticidade, acredita-se que ela possa ser definida a partir de alíquotas tarifárias aplicadas em todo o País, assumindo que os consumidores representam aproximadamente o universo global dos contribuintes e que sua contribuição possa ser equitativamente estabelecida em função de seu consumo de eletricidade. Os valores necessários são de pequena monta se diluídos por todo o mercado, não trazendo impactos econômicos significativos; como é o caso da CCC-Isol.

A solução apresentada é compatível com a estrutura de subsídios implícitos, inevitável na tarifação da eletricidade, onde tarifas iguais são praticadas para cada distribuidora, dentro de cada classe de consumidores. É evidente que os custos da estrutura de suprimento não são uniformes, dentro de cada área de concessão, e que a existência de subsídios cruzados é aceita como inevitável, sem qualquer discussão nesse tipo de indústria. A proposta aqui formulada apenas expande os espaços geográficos desses subsídios.

Vale destacar que, mesmo dentro das regiões em exame, os custos se diferenciam por sub-região. A solução de manter os subsídios cruzados internos à região pode ser, e é, parcialmente utilizada, sendo as receitas geradas nos núcleos populacionais maiores, isto é, nas capitais, usadas para cobrir parte dos custos dos lugares menores. Estas receitas, porém, são insuficientes, uma vez que, mesmo o suprimento nas localidades maiores, em geral, depende da geração através de usinas termelétricas de custo elevado.

É importante discutir nesse momento os problemas que normalmente acompanham a instauração de qualquer subsídio, quais sejam os estímulos gerados à ineficiência, tanto ao consumo exagerado por parte dos consumidores, como à ineficiência produtiva das empresas do setor.

O primeiro destes problemas pode ser razoavelmente controlado pela fixação de tarifas para a eletricidade nas localidades subsidiadas, próximas das tarifas nacionais, de modo a não se criar condições artificiais para a sua utilização e para a atração de grandes consumidores. Já a

solução para o segundo problema dependerá de uma permanente e difícil ação do agente regulador, a quem caberá examinar constantemente o nível desses subsídios e seu ajuste no tempo, de modo a estabelecer pressões regulatórias no sentido de buscar maiores eficiências. Esse, todavia, é um desafio permanente enfrentado pela regulação, de uma forma geral, no tratamento de monopólios naturais.

Na legislação vigente, o principal mecanismo de subsídio explícito ao atendimento elétrico às localidades isoladas, supridas por geração termelétrica, é o da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC-Isol), que visa compensar geradores térmicos nos sistemas isolados em que a opção hidrelétrica competitiva ainda não seja viável, reduzindo os preços a serem pagos pelos consumidores locais e, de certo modo, redistribuindo as vantagens do potencial hidrelétrico brasileiro por todo o território nacional.

Conforme discutido no capítulo 3, esta conta tem seus recursos formados por pagamentos realizados por todos os consumidores do País, proporcionalmente à sua participação no mercado. Os valores desta conta são anualmente revistos e fazem parte dos custos a serem remunerados pelas tarifas reguladas.

No caso dos sistemas isolados, a CCC-Isol reembolsa os geradores locais de uma parcela de seus custos com combustíveis fósseis no que estes excederem o chamado “equivalente hidráulico”. Para evitar estímulos a uma geração ineficiente, este reembolso é, ainda, limitado ao que seria auferido por um gerador com um consumo específico máximo (0,30 l/kWh atualmente). Como grande parte do parque instalado não atende a esse limite de eficiência e como outros custos relevantes de operação e de manutenção não são cobertos, a CCC-Isol costuma ser insuficiente para efetivamente equalizar os custos de geração das localidades isoladas com os custos da geração hidrelétrica.

Embora o apoio dado pela CCC-Isol seja fundamental para a redução dos custos de geração dos sistemas isolados, ele ainda é insuficiente para levar os custos da energia gerada nesses sistemas para os mesmos níveis do sistema integrado, devido às peculiaridades locais, entre elas: a falta de escala, as dificuldades de acesso e os custos de distribuição e comercialização, agravados pelas condições sócio-econômicas vigentes. A Tabela 5.1 apresenta o

resultado operacional das empresas concessionárias de distribuição da Região Norte, referente ao ano de 2003.

Tabela 5.1 – Resultado operacional das empresas da Região Norte em 2003

<i>EMPRESA</i>	<i>BOVESA</i>	<i>CEAM</i>	<i>CERON</i>	<i>ELETRO- ACRE</i>	<i>MESA</i>	<i>CEA</i>	<i>CER</i>
Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	57.699	269.538	340.680	120.989	1.424.931	96.870	25.486
Despesa Operacional (R\$ mil)	(131.168)	(350.986)	(355.238)	(128.356)	(1.542.050)	(110.189)	(64.100)
Resultado Operacional (R\$ mil)	(73.469)	(81.448)	(14.558)	(7.367)	(117.119)	(13.318)	(38.615)
Indicador Razão Operacional	2,27	1,30	1,04	1,06	1,08	1,14	2,52

Fonte: Eletronorte, 2004.

Assim, necessita-se que sejam implementados, dentro do processo de reformulação institucional do setor elétrico, novos mecanismos de subsídios, construídos a partir de uma visão mais completa, com foco no custo global do atendimento, vis-à-vis a enorme carência da maioria das localidades isoladas.

Uma proposta seria a criação de um fundo específico para subsidiar a operação e expansão desses sistemas, alimentado por contribuições de todos os consumidores de energia elétrica no País, que deveria contemplar aplicações nas atividades de geração, transmissão e distribuição, controlado rigorosamente, em cada uma dessas atividades, pela ANEEL, com apoio técnico da EPE e do Operador dos Sistemas Isolados – OSI (a ser instituído).

Estima-se que os atuais desequilíbrios econômico-financeiros das empresas concessionárias de energia elétrica da região poderiam ser revertidos com um recurso adicional da ordem de 10% do montante da CCC-Isol, o que iria demandar uma arrecadação adicional em cada fatura de eletricidade, da ordem de 0,5% no contexto do universo global dos contribuintes. No entanto, caso a alternativa à fonte de subsídios seja outra, como por exemplo, a adoção de dotações diretas do Tesouro Nacional, a questão de sua necessidade não se modifica.

5.1.2 A Questão Tributária

Ainda afetando os custos ao consumidor e requerendo um estudo cuidadoso estão os efeitos dos impostos e taxas, particularmente o do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), não apenas sobre a eletricidade produzida, mas também sobre seus insumos energéticos. Estes impostos são fontes significativas de recursos estaduais, mas um delicado balanceamento de seus efeitos deve ser também discutido ao se estruturar subsídios ao sistema elétrico local, tendo em vista reajustes adequados de suas alíquotas.

Acredita-se que algum nível de renúncia fiscal pelos governos estaduais, principalmente de parcelas do ICMS cobradas em cascata, sem possibilidade de recuperação, seja necessário, como contribuição local para a solução do problema e evitando que, com novos subsídios, se esteja também introduzindo mecanismos de transferência de rendas dos consumidores, em geral, aos governos estaduais.

Uma alternativa legal que poderia ser estudada pelos poderes executivos estaduais da região seria o diferimento de toda a cadeia produtiva do processo de energia elétrica, de maneira que o ICMS incidisse apenas na operação final, ou seja, na venda da energia das distribuidoras aos seus consumidores, como já ocorre nos outros estados que são atendidos pelo Sistema Interligado Nacional.

5.2 Planejamento dos Sistemas Elétricos Isolados

A não inserção dos Sistemas Elétricos Isolados na recente proposta de modelo para o setor elétrico apresentada pelo Governo Federal demonstra a complexidade do tema. Dessa forma, as sugestões a serem apresentadas se limitam aquelas associadas às perspectivas de mudança na configuração do sistema, na filosofia e no processo de planejamento para os Sistemas Elétricos Isolados.

5.2.1 Tipologia dos Sistemas Elétricos Isolados no Brasil e Algumas Perspectivas Futuras de Interconexão

É importante destacar que existem três tipos de Sistemas Elétricos Isolados, que requerem diferentes tratamentos em seus planejamentos da expansão e da operação:

- Sistemas Elétricos Isolados;
- Sistemas elétricos isolados interligados entre si; e
- Sistemas que poderão ser conectados ao Sistema Interligado Nacional.

No seu conjunto e, em decorrência das dimensões continentais do País, os sistemas isolados, predominantemente termelétricos e majoritariamente localizados e dispersos na Região Norte, atendem a uma área de quase 50% do território nacional e a cerca de 4% da população brasileira, ou seja, em torno de 7,0 milhões de habitantes, sendo 1,5 milhão de consumidores e um consumo total anual da ordem de 9,5 TWh, referente ao ano de 2003.

Por suas diferenças em termos de escala e, conseqüentemente, de custos, cumpre separar os sistemas das capitais e das cidades que as circundam, ou seja, de Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista, dos demais, embora, mesmo nestes casos, os custos de geração sejam significativamente mais elevados que no resto do País.

Nos sistemas das capitais a geração é, em alguns casos, uma combinação de usinas térmicas com combustível líquido e de hidrelétricas e, nestes sistemas maiores, algumas mudanças estão em curso, como a interconexão dos sistemas Acre-Rondônia ao sistema Mato Grosso, previsto para o ano de 2007, e os estudos preliminares para a interconexão, através de linhas de transmissão, entre a UHE-Tucuruí e os sistemas de Manaus e Macapá, o sistema Manaus ao sistema de Boa Vista e o sistema Manaus ao sistema Rondônia, em função do estudo de inventário do Rio Madeira (RO), que sinaliza para a viabilidade de gerar cerca de 7.000 MW com as UHEs Santo Antônio (3.580 MW) e Jirau (3.900 MW); que possibilitará um cenário de interconexão elétrica e de intercâmbio energético de todos os estados da federação brasileira e a conseqüente redução progressiva do custo global de geração. A figura 5.1 apresenta as interconexões elétricas em uma perspectiva futura para alguns Sistemas Elétricos Isolados da Região Norte.

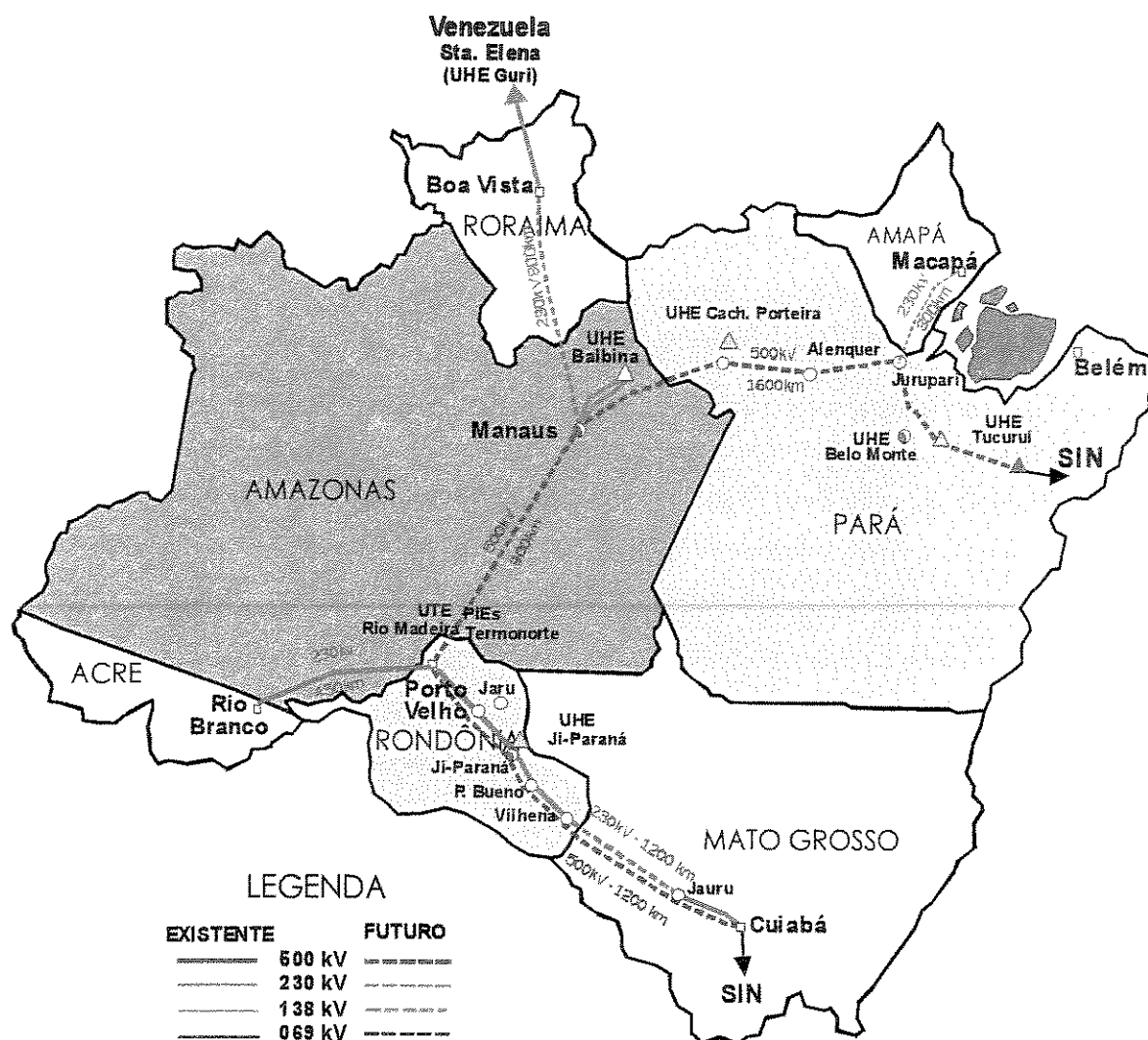


Figura 5.1 – Perspectiva futura de interconexão elétrica da Região Norte
 Fonte: Própria, 2004.

O sistema de Rio Branco já está interconectado ao de Porto Velho desde março de 2002, e o de Boa Vista ao sistema venezuelano, desde julho de 2001. O projeto do gás natural da Bacia de Urucu já está em andamento e poderá ser aproveitado para a geração termelétrica em Manaus e Porto Velho a partir de 2007. Não obstante a introdução do gás natural em algumas localidades, os custos de geração ainda continuarão elevados, haja vista que o custo médio da geração a gás natural em usinas de ciclo combinado no Brasil está estimado em cerca de US\$ 38/MWh (R\$ 114,00/MWh), valor ainda muito superior a média de R\$ 62,00/MWh, por exemplo, que as empresas Eletroacre e Ceron pagam, atualmente, para a Eletronorte pela energia gerada em Rio

Branco e Porto Velho, respectivamente, o que justifica estudos visando a interconexão de alguns sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Já nos sistemas menores, a geração a diesel é a que se mostra mais competitiva, apesar de se estar realizando algumas experiências pioneiras quanto ao uso de fontes alternativas. Mesmo que estas experiências sejam bem sucedidas, não se espera que, além de vantagens ambientais, reduções de custos expressivas possam ser alcançadas. Nesses locais, além da falta de escala, os custos de operação e manutenção são agravados pelas dificuldades de acesso, já que são localidades comumente dependentes de transporte aéreo e de navegação fluvial, principalmente do primeiro, já que, em algumas estações do ano, o regime de chuvas compromete a logística de abastecimento.

5.2.2 A Necessidade de um Planejamento Energético Integrado

A atual sistemática de planejamento adotada no setor elétrico para os sistemas isolados, notadamente na Amazônia, não consegue responder às reais necessidades energéticas regionais, em função de falhas estruturais no planejamento, pois o mesmo não prevê uma integração com os planejamentos de âmbito nacional, estaduais e municipais. Referente a esta questão, é necessário observar que, historicamente, todos os planos estruturais e conjunturais do setor elétrico sempre foram feitos pelo próprio setor elétrico, com pouca integração com o planejamento nacional, o que tem contribuído, fortemente, para a atual grave situação dos sistemas isolados.

Assim, a expansão do suprimento de energia elétrica não pode mais ser planejada visando apenas às próximas eleições, ou para satisfazer vaidades ou ambições políticas, devendo, isto sim, ser direcionada para as necessidades das próximas gerações, em um contexto de um planejamento energético fomentando o desenvolvimento econômico e social. Desta forma, as questões de suprimento de energia passam pela necessidade do País estabelecer um Plano Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social que não contemple apenas os anos de um mandato, como os Planos Plurianuais de Atividades (PPAs), do Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão (MPOG), mas períodos mais longos, que permitam ao Ministério de Minas e Energia planejar a expansão do setor energético com base em variáveis mais sólidas e em um ambiente de forte interação com esse ministério, o Ministério da Fazenda, o Ministério da Indústria,

Desenvolvimento e Comércio, o Ministério do Desenvolvimento Regional, o Ministério dos Transportes, o Ministério da Agricultura, os governos estaduais e municipais, em conformidade com um desenvolvimento econômico e ambiental sustentável.

Neste contexto, o conceito de Planejamento Integrado de Recursos (PIR), contemplando um processo que permita a interação dos diversos agentes envolvidos, a busca permanente da otimização dos recursos disponíveis, a difusão de fontes renováveis e a conservação de energia, seria particularmente bem vindo nos Sistemas Elétricos Isolados.

5.2.3 Proposta de um Processo de Planejamento e Monitoramento para os Sistemas Elétricos Isolados, Aderente ao Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro

Uma nova abordagem para o planejamento energético dos sistemas isolados deve ser aderente ao novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro e às suas novas instituições, como:

- a Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- o Operador dos Sistemas Isolados (OSI) (um novo agente, ainda a ser instituído); e
- o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

A EPE teria a responsabilidade de elaborar os planos setoriais e, em particular, o planejamento da expansão dos sistemas elétricos isolados para horizontes superiores a 10 anos. Esse planejamento seria consolidado em dois planos, devendo, ambos, serem submetidos a processos públicos de contestação:

- o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), cobrindo um horizonte não inferior a 20 anos;
- o Plano Decenal de Expansão (PDE), cobrindo um horizonte não inferior a 10 anos, que teria caráter determinativo.

O caráter determinativo do PDE, assumido somente após a realização do processo de contestação pública, se refere: (i) ao plano de expansão das redes de transmissão dos sistemas isolados; (ii) ao aumento da oferta de energia elétrica; e (iii) à licitação de projetos de geração estruturantes. Estes últimos são projetos que definem uma estratégia de expansão otimizada do

sistema de geração e transmissão e aqueles considerados essenciais para a implementação da política energética nacional, ou para o desenvolvimento regional, desde que aprovados pelo CNPE, devendo ser submetidos, individualmente, a processos licitatórios.

Caberia ao OSI a responsabilidade pela elaboração de um Plano de Operação e Expansão de Curto Prazo (POECP), cobrindo um horizonte de 5 anos, devidamente ajustado ao PDE da EPE, bem como coordenar a operação dos sistemas elétricos isolados, sucedendo o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON).

O POECP conterá o plano da expansão dos sistemas isolados, com base no PDE, para os próximos cinco anos, envolvendo o ordenamento temporal dos projetos de geração (hidrelétrica, termelétrica, fontes alternativas e importação de energia) e de transmissão, considerando eventuais blocos de co-geração e ofertas de conservação de energia. Esse ordenamento deverá ser capaz de atender à demanda projetada dentro de um critério de garantia pré-definido, ao mínimo custo global, respeitados os condicionantes da legislação ambiental.

O OSI indicaria, a partir da consolidação dos mercados previstos pelas concessionárias distribuidoras, a necessidade de contratos adicionais de suprimento, caso a demanda projetada pelo OSI se mostrasse superior às previsões de carga contratada pelas concessionárias. O OSI também especificaria a reserva de segurança necessária para a operação de cada sistema isolado.

O monitoramento dos sistemas isolados tem como objetivo possibilitar o encaminhamento tempestivo de ações corretivas necessárias para eliminar ou minimizar eventuais comprometimentos das condições de atendimento. Tais comprometimentos podem advir de desvios do planejamento, que, por seu turno, podem ocorrer tanto pelo lado da oferta como pelo lado da demanda.

Seguem alguns exemplos de desvios, pelo lado da oferta: o não cumprimento do cronograma das obras de empreendimentos que cause atrasos ou antecipações indesejáveis da data de entrada em serviço da geração ou da transmissão; a indisponibilidade de equipamentos além do período admitido nos procedimentos de operação dos sistemas isolados; e o surgimento de uma oferta de energia, em uma condição de preço favorável com prazo e quantidade compatíveis, que possam justificar a sua consideração como alternativa de incremento de oferta.

São exemplos de desvios, pelo lado da demanda: alterações na conjuntura econômica que repercutam na evolução do consumo; resposta dos consumidores a alterações nos preços da energia elétrica, decorrentes de reajustes previstos nos contratos de concessão; deslocamento do consumo de energia elétrica por outros energéticos; impactos de eventuais políticas públicas (distribuição de renda, eficiência energética, etc.) na demanda de energia elétrica; e modificações nas políticas operacionais que afetem os níveis de perda no sistema.

O monitoramento demandará, portanto, o acompanhamento da evolução do cronograma físico dos empreendimentos, da conjuntura econômica e da evolução do consumo e da operação dos sistemas isolados. Será uma atividade de caráter permanente, cobrindo um horizonte de 5 anos e envolvendo, em função de suas atribuições, a EPE, a ANEEL e o OSI, no âmbito do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), sob a coordenação do MME. Este comitê conterà uma unidade dedicada aos Sistemas Elétricos Isolados (CMSE-Isol), que deverá atribuir responsabilidades às instituições que a compõem. Tais responsabilidades deverão ser detalhadas nos procedimentos de monitoramento, que deverão ser homologados pela ANEEL.

Resumindo, o processo do planejamento dos sistemas isolados deverá compreender as seguintes etapas:

- Planejamento de longo prazo, cobrindo um horizonte não inferior a 20 anos, observando um ciclo de atividades quadrienal, em que se define o PELP, que estabelece as estratégias de expansão de longo prazo para o setor, não só em termos da necessidade de novas fontes de geração e transmissão, mas também em termos de necessidade de novos desenvolvimentos tecnológicos;
- Planejamento de médio prazo, cobrindo um horizonte não inferior a 10 anos, observando um ciclo de atividades anual, em que se define o PDE, utilizando uma metodologia que contemple o planejamento sob incertezas;
- Planejamento de curto prazo, contemplando estudos da expansão e da operação no horizonte de 5 anos, observando um ciclo de atividade mensal nos 2 primeiros anos; e
- Monitoramento das condições de atendimento eletro-energético, cobrindo um horizonte de 5 anos, observando um ciclo permanente de atividades, em que as providências para os ajustes eventualmente necessários no programa de expansão são definidas.

A execução das duas primeiras fases do planejamento dos sistemas isolados seria centralizada na EPE, sob coordenação do MME. O planejamento no horizonte de 5 anos à frente seria elaborado pelo OSI. A etapa de monitoramento seria de responsabilidade direta do MME, por meio do CMSE.

O processo de planejamento incluirá em suas atividades, além da elaboração dos planos de expansão e do monitoramento do programa de expansão, os estudos necessários à implantação de empreendimentos energéticos, desde a fase de inventário de recursos energéticos até o nível de projeto básico dos empreendimentos de geração, incluindo a viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental. Para conferir transparência ao processo de planejamento, deverão ser tornados públicos: (i) os critérios e procedimentos básicos aplicados no planejamento; (ii) os documentos concernentes aos estudos de viabilidade técnica, energética, econômica e ambiental dos procedimentos; (iii) todos os modelos computacionais utilizados no planejamento; e (iv) todas as informações utilizadas no planejamento.

Os estudos a serem desenvolvidos pela EPE e pelo OSI observarão os procedimentos de planejamento dos sistemas isolados, elaborados por estes dois órgãos, que serão submetidos à audiência pública para posterior homologação pela ANEEL. Caberá a essa agência a fiscalização e a regulação dessas atividades da EPE e do OSI.

5.3 Regulação dos Sistemas Elétricos Isolados

Longe da pretensão de esgotar a discussão acerca dos instrumentos regulatórios necessários para os Sistemas Elétricos Isolados, nesse momento, discute-se a importância da presença do agente regulador e apresenta-se sugestões relativas a regulação no tocante a tarifação e a busca de eficiência desses sistemas.

5.3.1 A importância e o Papel dos Agentes Reguladores

As agências reguladoras constituem a principal novidade da máquina pública brasileira da última década. No entanto, sua concepção ideal ainda não foi obtida. De acordo com a Associação Brasileira de Agências de Regulação (ABAR), observa-se como o fenômeno ganhou

importância, pois foram criadas, até o momento, 6 agências federais, 17 agências estaduais e 4 agências municipais.

A concepção ideal de uma agência reguladora dever ter como fator imprescindível a condição de ser independente, exigindo uma mudança da cultura de centralização administrativa que prevalece no País desde os tempos do Império.

A independência permite isolar as instâncias de decisão técnica das pressões políticas de toda ordem. Suavizam-se, dessa forma, mudanças súbitas na regulação dos mercados ao sabor das conjunturas político-eleitorais.

As agências reguladoras foram estabelecidas como consequência da desestatização parcial da infra-estrutura brasileira, fato que tornou necessária a organização de um sistema de regulamentação e fiscalização dos setores agora sob gestão, também, da iniciativa privada.

Os princípios básicos das agências reguladoras são:

- o poder de fiscalizar e sancionar, dentro dos termos legais;
- uma definição clara das suas formas de gestão e controle;
- sua autonomia administrativa e financeira;
- sua competência para publicar novas normas e fiscalizar o seu cumprimento; e
- sua tarefa de assegurar a adequada remuneração do concessionário e a satisfação dos usuários.

Um ponto de destaque da atuação das agências reguladoras é a tarefa de assegurar o equilíbrio dos contratos de serviços, mediando interesses e estabelecendo uma moderna política de solução de conflitos, que está se tornando um marco na evolução das instituições no País. Destaque-se, também, a busca pela máxima transparência, através da realização de audiências públicas sempre que se trata de assuntos que envolvem interesses econômicos, além da sistemática de prestação de contas à sociedade com relatórios periódicos, sendo isto essencial para o controle democrático dessas instituições.

É necessário, na mesma direção do controle social sobre as agências, definir com precisão os limites de sua competência, autonomia financeira e gerencial, sem os quais não há

independência institucional, bem como assegurar um perfil de excelência técnica dos quadros reguladores.

Para Bajay (2000), a regulação técnico-econômica é o ultimo elo da cadeia - políticas energéticas/planejamento/regulação - da intervenção governamental no setor energético. A ela cabe utilizar os instrumentos regulatórios, do tipo comando e controle, ou incentivos financeiros que a legislação coloca a seu dispor, para induzir os agentes setoriais a cumprir as metas do planejamento. Ainda segundo Bajay, uma das atribuições da ANEEL é a de zelar pela continuidade do serviço de energia elétrica, o que implica utilizar os instrumentos regulatórios ao seu alcance para tentar diminuir os riscos envolvidos na prestação desse serviço; ele salienta, também, que um outro atributo da Agência é o de zelar pela modicidade das tarifas de energia elétrica.

A regulação dos serviços de eletricidade estabelece que as concessionárias distribuidoras devem fornecer eletricidade a seus usuários de maneira contínua e ininterrupta, salvo situações adversas a seu controle. Essas interrupções, no entanto, devem ser controladas e minimizadas. As distribuidoras são obrigadas a prestar esses serviços em sua área de concessão a quem lhes solicitar, desde que o usuário pertença a esta área de concessão, ou bem se conecte às instalações da empresa concessionária mediante linhas próprias ou de terceiros.

Um bom marco regulador deve ser sustentado em três princípios fundamentais. O primeiro deles é o princípio da igualdade diante da lei, que garante que os consumidores não devem ser discriminados por motivo de condições econômicas ou de outra natureza. O segundo é o princípio da eficiência econômica, mediante a qual se deve procurar a combinação ótima de aporte dos recursos para alcançar o maior bem-estar dos consumidores. Finalmente, há o princípio da transparência do mercado, como uma condição de utilização eficiente de recursos em uma economia de mercado. Este último princípio implica a garantia do direito do consumidor ser informado sobre as características e os padrões de eficiência da energia elétrica consumida.

Na atualidade, a questão da qualidade da energia elétrica assume um papel de alta relevância. A deterioração da qualidade pode provocar ineficiências técnicas e econômicas com significativas perdas tanto para os consumidores, quanto para as empresas concessionárias. A

qualidade da energia elétrica pode ser definida como, por exemplo, a relativa às variações de tensão provocadas pelo sistema elétrico, particularmente pelas flutuações de tensão, surtos de manobras e de descargas atmosféricas, e distorções harmônicas.

Compete ao órgão regulador assegurar uma boa qualidade da energia a ser distribuída e entregue aos usuários finais, através do estabelecimento de normas de qualidade, com regulamentações dos níveis de distúrbios gerados, e de cobranças por distorções causadas ao sistema, como, por exemplo, as distorções harmônicas causadas por consumidores. Para avaliar a qualidade da energia distribuída pela concessionária, o órgão regulador deverá criar canais de aproximação com os consumidores, como o exemplo das ouvidorias, obtendo, desta forma, o grau de satisfação do usuário final quanto ao quesito qualidade da energia, bem como medindo se os indicadores propostos em normativas estão sendo perseguidos e alcançados.

5.3.2 Proposta de Regulação Tarifária para os Sistemas Elétricos Isolados

A parte da regulação dos serviços do setor elétrico mais complexa é a que trata da questão das tarifas de distribuição de energia elétrica, atividade esta que constitui um monopólio natural. A regulação do comportamento das empresas atuando sob o regime monopolista, em mercados não contestáveis, deve-se dar no sentido de aproximar essas empresas de uma situação de hipotética concorrência virtual, o que tende a maximizar a eficiência econômica e garantir a modicidade tarifária e a qualidade do serviço. Para tanto, o órgão regulador deve contar com as informações mais detalhadas e completas possíveis sobre os custos e o mercado da empresa regulada, bem como sobre sua saúde financeira.

Para assegurar ganhos de produtividade nas concessionárias de energia elétrica dos sistemas elétricos isolados e a gradual diminuição dos subsídios necessários a estes sistemas, Bajay (2003) propõe que a ANEEL adote as seguintes formas de regulação tarifária por incentivos:

- Regulação com base em “tetos de receita” na geração, transmissão e distribuição (tarifas de uso dos respectivos sistemas);
- Regulação com base no serviço pelo preço para os consumidores cativos das concessionárias distribuidoras;

- Prêmios e penalidades associados a metas de eficiência média mínima das usinas, na geração (incidindo, por exemplo, no fator X, de redução das tarifas, no sistema de “tetos de receita” para a geração); e
- Prêmios e penalidades associados à diminuição de perdas técnicas e comerciais na transmissão e distribuição e a melhorias na qualidade do produto e serviços, após comparação com empresas eficientes semelhantes (nos sistemas isolados), tomadas como referência (incidindo, por exemplo, no fator X, de redução das tarifas, no sistema de “tetos de receita” para a transmissão e distribuição e no sistema de serviço pelo preço para os consumidores cativos).

Na nova sistemática de regulação tarifária proposta para os sistemas isolados, a EPE forneceria a ANEEL, para subsidiar tecnicamente esta regulação, dados sobre custos marginais de expansão e desempenho de novas unidades geradoras e linhas de transmissão nestes sistemas.

Analogamente, com o mesmo objetivo, o OSI forneceria à ANEEL dados sobre custos marginais de operação e sobre o desempenho real dos parques geradores e redes de transmissão e distribuição destes sistemas.

Em relação a sistemática de prêmios e penalidades para as concessionárias, no âmbito do Setor Elétrico Brasileiro, o art. 21 da Resolução Normativa Nº 63, de 12/05/2004, permite, alternativamente à imposição de penalidade, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a formalizar *“...com a concessionária, permissionária ou autorizada termo de compromisso de ajuste de conduta, visando à adequação da conduta irregular as disposições regulamentares e/ou contratuais aplicáveis”*.

Por esse termo de compromisso de ajuste de conduta a ANEEL poderá fixar metas e compromissos compatíveis com as obrigações previstas nos regulamentos e contratos regedores da prestação de serviços de energia elétrica, inclusive prevendo multa pelo descumprimento, devidamente acrescida de uma penalidade de 20%.

Como forma preventiva, tal instrumento de resolução de conflitos poderia também ser utilizado como meio de controle das concessionárias quanto as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade e generalidade na prestação de serviços públicos

de energia elétrica. Para essa finalidade, a ANEEL e as concessionárias firmariam um Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, estabelecendo metas rigorosas de qualidade, inclusive prevendo penalidades pelo descumprimento, e prêmios no caso da concessionária conseguir atingir as metas determinadas pelo Poder Concedente.

Desse modo, o Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta, utilizado como instrumento de controle e prevenção de conflitos, traria grandes benefícios à concessão de serviços públicos de energia elétrica. O Poder Concedente poderia definir, controlar e acompanhar as metas de qualidade das concessionárias, que receberiam vantagens pecuniárias para aplicar, exclusivamente, na sua área de concessão, aumentando sua produtividade e garantindo melhores condições de atendimento aos consumidores dos Sistemas Elétricos Isolados, bem como, possibilitaria o controle efetivo dos subsídios concedidos, que deverão ser reduzidos progressivamente com o cumprimento rigoroso das metas estipuladas.

Nesse contexto, seria importante que os governos estaduais e as agências de desenvolvimento regional contemplassem, em seus programas institucionais, ações de parceria com o setor elétrico de modo a estimular atividades econômicas, o que aumentaria o poder aquisitivo da população beneficiada, podendo torná-lo compatível com os seus custos com energia elétrica.

Capítulo 6

Melhorias de Suprimento para os Sistemas Isolados de Manaus e Macapá

6.1 Motivação

A questão do atendimento energético à Região Norte está sendo considerada como prioritária pela administração federal, uma vez que a geração de energia elétrica nos chamados sistemas elétricos isolados vem causando prejuízos econômicos para a sociedade brasileira, além de haver a necessidade de ações imediatas visando eliminar os riscos ainda existentes de racionamentos eventuais em alguns desses sistemas, evitando assim, situações como a grave crise de abastecimento verificada no ano de 1997, na cidade de Manaus.

Nesse contexto, merece destaque a preocupação com o suprimento ao mercado da cidade de Manaus, maior sistema elétrico isolado da Região Norte, com aproximadamente 400.000 consumidores, com características de perfil de consumo, por classe, semelhante aos grandes centros industriais do País, conforme apresentado na Figura 6.1, devido, principalmente, ao Pólo Industrial de Manaus, que abriga um parque de empresas modernas, dotadas de tecnologia de ponta, que exige da concessionária Manaus Energia S.A. um nível de atendimento com qualidade e confiabilidade compatíveis com as melhores empresas de energia elétrica.

Está se buscando, atualmente, uma solução robusta para o suprimento energético a esta capital, que é atendida, hoje, por um parque gerador hidrotérmico superior a 1000 MW de capacidade nominal instalada, sendo 750 MW de unidades térmicas, a maioria dos quais no término de sua vida útil.

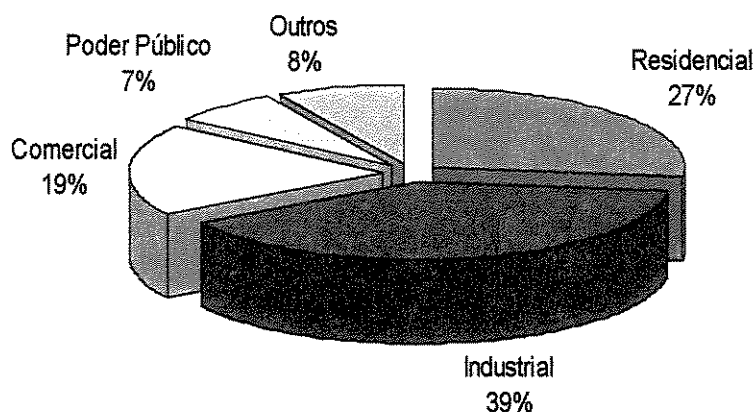


Figura 6.1 – Distribuição do mercado da Manaus Energia por classe de consumidores, em 2003

Fonte: MESA, 2004a.

Aliado a todas as questões sócio-econômicas graves envolvidas nos mercados dos sistemas isolados da Região Norte, é necessário considerar, ainda, o altíssimo custo da energia termelétrica produzida nestes sistemas, que imputam à nação grandes dispêndios financeiros.

Na busca de soluções para estes problemas, devem ser estabelecidas diretrizes de médio e longo prazo que considerem o aproveitamento do potencial hidrelétrico da região e as perspectivas de complementação termelétrica utilizando o gás natural da Bacia do Solimões (AM) como alternativas para melhorias ao atendimento dos sistemas elétricos isolados de Manaus, Macapá e outras localidades que possam ser contempladas nas definições das rotas das linhas de transmissão Tucuruí – Manaus – Macapá e do trajeto do gasoduto Coari – Manaus.

6.2 Interligação Elétrica ao Sistema Interligado Nacional

A construção de uma linha de transmissão levando energia até Manaus não é uma idéia nova, já tendo sido estudada duas vezes nas duas últimas décadas. A Eletronorte desenvolveu, no passado, estudos para o atendimento ao mercado da cidade de Manaus (AM), por meio de um sistema de transmissão interligando o sistema Manaus a Usina Hidrelétrica (UHE) de Tucuruí (PA), no rio Tocantins, que terá uma capacidade instalada de 8.370 MW até o ano de 2007, que permitiria, também, atender aos mercados da margem esquerda do rio Amazonas, nos estados do Amazonas e Pará, além de propiciar uma conexão para o estado do Amapá.

Entretanto, a imensidão do rio Amazonas, impondo uma ampla faixa de travessia, desafiava a engenharia e impunha custos elevadíssimos. Por outro lado, o mercado sendo muito pequeno ao longo das margens do rio Amazonas e tendo-se apenas a cidade de Manaus, no extremo da linha, como um mercado de porte, levantava dúvidas sobre se o empreendimento seria capaz de ter uma relação custo-benefício aceitável.

Neste início de novo século, o cenário é bem diferente, pois a região que pode ser beneficiada possui uma população superior a dois milhões de habitantes. Contudo, as capitais Manaus e Macapá, planejadas para serem regiões de Zona Franca, ainda apresentam fortes restrições de disponibilidade de energia, requerendo soluções a curto prazo, principalmente para a capital do Amazonas.

O porto de Itacoatiara (AM), uma obra de porte digno de um país de dimensões continentais, foi concretizado e hoje é caminho de exportação, em especial de grãos, tendo sido decisivo na alavancagem recente que houve na economia brasileira. Este porto tem influenciado, por conseguinte, a economia das cidades vizinhas ao longo das margens do rio Amazonas. Destaque-se, também, a cidade de Parintins (AM), com sua festa tradicional, que se tornou conhecida até no exterior, passando a ser um grande pólo de turismo, com desdobramentos na economia da região.

Nos últimos anos a Eletronorte adquiriu bastante experiência com os sistemas de transmissão em 230 e 138 kV que levam energia da UHE Tucuruí para a área oeste do Pará, até as margens do rio Tapajós, no município de Itaituba, vencendo as adversidades da floresta. Por tudo isso, acredita-se que este é o momento propício, se não tardio, para uma nova avaliação da viabilidade da construção da interligação UHE Tucuruí-Manaus-Macapá.

6.2.1 Estudos de Mercado

A disponibilidade de energia elétrica é uma variável ao mesmo tempo dependente e indutiva do desenvolvimento de uma comunidade. Portanto, se reporta ao universo das relações sócio-econômicas, pois, a cada nível de demanda está associado um contexto sócio-econômico que o determina e este, por sua vez, se encontra condicionado pela oferta de energia.

Assim sendo, a previsão da demanda de energia elétrica é o ponto de partida para o planejamento da oferta, e conseqüentemente, para a definição dos investimentos a serem realizados. São explicitados, a seguir, os contextos das previsões adotadas para os estudos preliminares da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá.

6.2.1.1 Composição do Mercado

Foram levantadas as cargas potenciais mais significativas dos estados do Amazonas, Pará e Amapá, considerando-se qualquer ponto de travessia do rio Amazonas.

Como premissa deste estudo foi contemplado o atendimento à capital do Estado, Manaus, a toda a carga ligada à Manaus Energia, distribuidora local de energia, com inclusão do atendimento às localidades de Parintins, Maués, Boa Vista do Ramos, Urucará, Itapiranga, Itacoatiara, Rio Preto da Eva, Silves e São Sebastião do Uatumã. Estas localidades são atendidas atualmente por geração térmica local, através da concessionária CEAM, e sem previsão de conexão ao sistema Manaus.

Foram consideradas na composição do mercado da margem esquerda do rio Amazonas, no estado do Pará, as localidades de Alenquer, Almerim, Curuá, Faro, Monte Alegre, Óbidos, Oriximiná, Prainha, Terra Santa e Monte Dourado, mais as cargas industriais da Jarcel - Jari Celulose S.A. e da CADAM - Caulim da Amazônia S.A.

Foi contemplado, além da capital Macapá, o atendimento a toda carga do estado do Amapá já atendida com energia elétrica fornecida pela Eletronorte, como também a previsão de atendimento da Região Sul do Estado, com destaque para a cidade de Laranjal do Jarí, com uma conexão planejada para 2006, e a inclusão do atendimento à Região Norte do Estado, a cidade de Oiapoque, localidade ainda não contemplada no Programa Decenal da Região Norte.

6.2.1.2 População Beneficiada

Nas Tabelas 6.1 e 6.2 apresentam-se a população total da região de influência da interligação elétrica Tucuruí-Manaus-Macapá e a população que receberá o benefício da energia elétrica do empreendimento, respectivamente. Na Tabela 6.3 está indicado o percentual da

população beneficiada a partir de 2007 - data possível de início de operação da interligação, caso a decisão governamental de executar o projeto seja tomada em 2004. Percebe-se que, naquela data, o percentual da população atendida será da ordem de 93%, chegando a 97% em 2012, contribuindo de modo decisivo para o programa de universalização de energia elétrica na região.

Tabela 6.1 - População da Região Amazônica

<i>Estado/Ano</i>	<i>2000</i>	<i>2002</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>
Pará - Margem Esquerda	293.051	350.874	394.089	441.223
Manaus	1.415.006	1.616.220	2.032.480	2.417.122
Amazonas - Margem Esquerda	40.626	42.699	49.416	56.828
Amapá	485.989	528.037	658.129	804.060
TOTAL	2.234.672	2.537.830	3.134.114	3.719.233

Fonte: IBGE/CTEM, 2003.

Tabela 6.2 - Projeção da população beneficiada com a interligação, na margem esquerda do rio Amazonas

<i>Estado/Ano</i>	<i>2000</i>	<i>2002</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>
Pará - Margem Esquerda	198.037	251.344	311.606	428.972
Manaus	1.326.514	1.27.326	1.951.177	2.344.608
Amazonas - Margem Esquerda	29.675	31.584	36.878	43.914
Amapá	432.527	485.100	625.425	792.000
TOTAL	1.986.753	2.295.355	2.925.086	3.609.494

Fonte: EPEM, 2003.

Tabela 6.3 – Porcentagem da população beneficiada com a interligação, na margem esquerda do rio Amazonas

<i>Estado/Ano</i>	<i>2000</i>	<i>2002</i>	<i>2007</i>	<i>2012</i>
Pará - Margem Esquerda	68	72	79	97
Manaus	94	94	96	97
Amazonas - Margem Esquerda	73	74	75	77
Amapá	89	92	95	99
TOTAL	89	90	93	97

Fonte: EPEM, 2003.

6.2.1.3 Condições de Atendimento aos Mercados Antes e Após a Interligação

As condições atuais do parque gerador da Manaus Energia não proporcionam a confiabilidade desejada do suprimento energético ao sistema Manaus, uma vez que as restrições operacionais de unidades geradoras limitam a disponibilidade efetiva de geração. Este quadro restritivo se reflete na insuficiência de oferta de energia para atendimento ao crescimento do mercado de energia elétrica, já a partir de 2004.

Fatores como a reduzida reserva operativa, a extensão da vida útil operacional de algumas unidades termelétricas da Manaus Energia S.A. e o encerramento dos contratos de operação comercial das plantas do PIE El Paso, em janeiro de 2005 e 2006, caracterizam o aspecto emergencial na expansão da capacidade geradora necessária ao sistema Manaus. Uma alternativa definitiva, no entanto, deve ser encontrada para o atendimento a esse sistema.

A mesma situação também se verifica nos sistemas isolados do Pará e Amazonas situados na margem esquerda do rio Amazonas. Somente o sistema Amapá apresenta uma situação de atendimento energético um pouco mais confortável em relação aos demais sistemas. No entanto, já em 2006 esse sistema necessitará de novas expansões de geração.

Este projeto, se concretizado, representará a consolidação da UHE Tucuruí como uma usina de integração regional, promovendo uma expressiva interiorização da sua energia na região, com a mesma qualidade e garantia da oferta nas regiões atendidas pelo Sistema Interligado Nacional. Além da substancial melhoria nas condições de atendimento às localidades atendidas pela mesma, a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá possibilitará uma substancial redução nos custos de geração, devido à eliminação da geração termelétrica a base de derivados de petróleo.

Assim, a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá é um sistema de transmissão concebido dentro de um contexto de desenvolvimento regional, uma vez que estará interligando não só o Amazonas, como também o Amapá e localidades do Pará situadas na margem esquerda do rio Amazonas, possibilitando um impulso decisivo à dinâmica social e econômica de toda esta região.

6.2.2 Características Preliminares da Interligação dos Sistemas

Uma alternativa para o sistema de transmissão proposto é detalhada no Anexo B, que apresenta as informações básicas das linhas de transmissão, subestações e equipamentos associados a esse empreendimento. A Figura 6.2 mostra o mapa eletrogeográfico da rota mais provável da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, em circuitos simples, envolvendo um nível de tensão de 500 kV no percurso Tucuruí-Manaus, com uma extensão de cerca de 1500 km, e tensão de 230 kV para suprimento à cidade de Macapá, em uma derivação com aproximadamente 300 km.

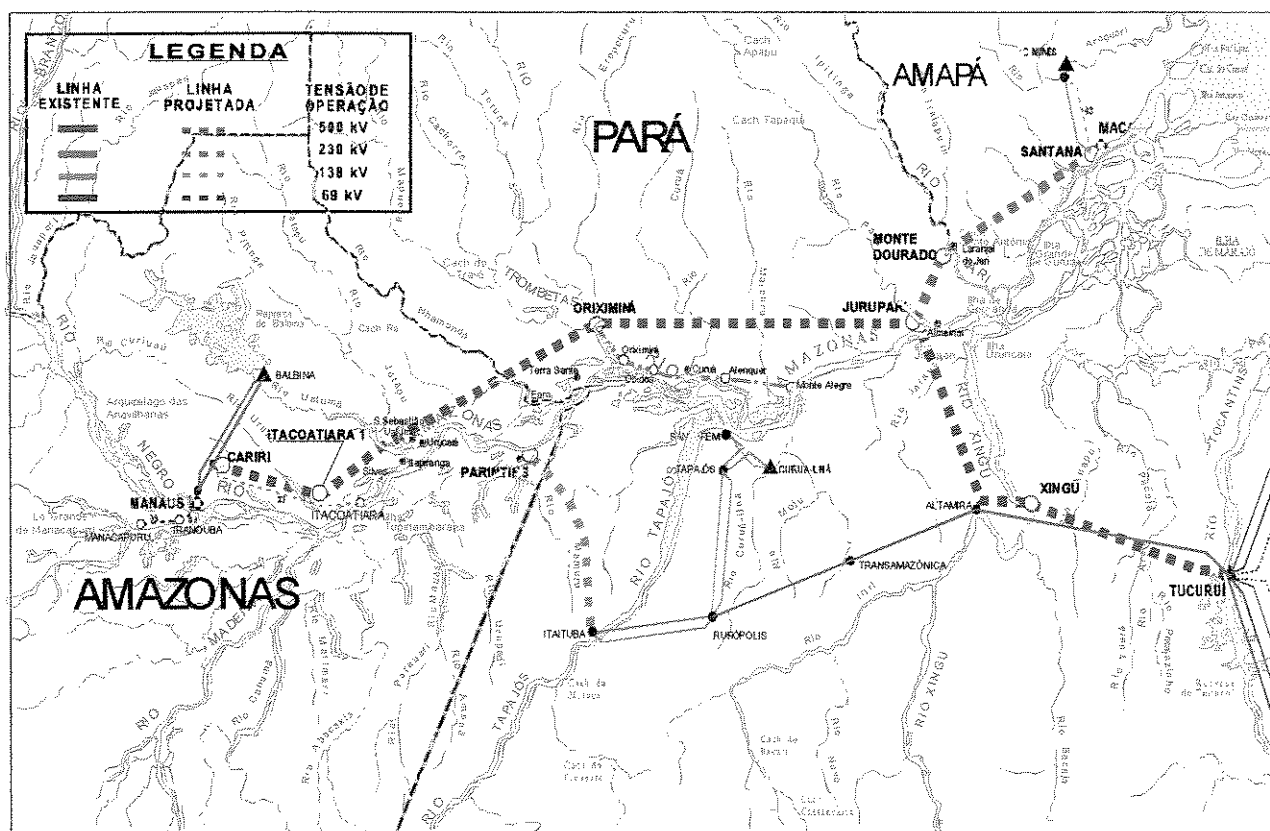


Figura 6.2 – Mapa eletrogeográfico da interligação Tucuruí-Manaus-Macapá

Fonte: Eletronorte, 2004.

A travessia do rio Amazonas, ponto técnico mais relevante do projeto, pode ser feita por via aérea ou subaquática. Para essa avaliação considerou-se uma travessia aérea e o local escolhido foi o mesmo indicado em estudos anteriores, ou seja, através da ilha de Jurupari (PA). Nesse local, a ilha divide o rio Amazonas em dois vãos de aproximadamente 1.750 m e 2.100 m

de largura. As tecnologias atuais permitem a construção de linhas de transmissão capazes de vencer vãos de até 2.500 m de extensão.

Vale ressaltar que o Complexo Hidrelétrico (CHE) Belo Monte, no rio Xingu, previsto atualmente para 5.500 MW, mas com um aproveitamento hidrelétrico de 11.182 MW de potência instalada, também no estado do Pará, foi idealizado prevendo-se um sistema de transmissão associado para suprir as Regiões Norte, Nordeste e Sudeste. O trecho da LT Tucuruí-Manaus entre os municípios de Altamira e Tucuruí constituirá, portanto, uma antecipação de parte do sistema de transmissão que escoará a energia do CHE Belo Monte para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A implantação da LT Tucuruí – Manaus – Macapá permitirá um intercâmbio médio de aproximadamente 1.000 MW entre o sistema Manaus e o SIN, e uma disponibilidade de transmissão de 200 MW para o sistema Amapá.

Conforme apresentado no Anexo B, os investimentos necessários para a implantação da LT Tucuruí-Manaus-Macapá são da ordem de US\$ 1 bilhão. Em contrapartida, o projeto apresenta vários benefícios, sendo o mais significativo economicamente aquele que proporciona economia em geração termelétrica evitada. Esta economia é caracterizada pelo investimento evitado na implantação de um parque gerador termelétrico, na operação e manutenção evitadas deste parque e no consumo de combustível evitado. Somente o valor previsto para ser desembolsado, no ano de 2004, pela CCC-Isol para cobertura das despesas com o consumo de combustíveis derivados do petróleo para geração de energia elétrica no sistema Manaus é superior a R\$ 1,5 bilhão, ou seja, aproximadamente US\$ 500 milhões considerando-se uma taxa de câmbio correspondente a US\$ 1,00 = R\$ 3,00 (julho/2004).

Com isso, entende-se que, vencidas as questões ambientais típicas de um empreendimento dessa magnitude, em uma região de características específicas como a Amazônia, o projeto é viável e importante para a verdadeira integração dessa sociedade que ainda convive com um forte sentimento de exclusão social.

6.3 Aproveitamento do Gás Natural da Bacia do Solimões

As reservas de gás natural da Bacia do Solimões já são conhecidas há bastante tempo. As

sucessivas negociações para utilização destas reservas, no estado do Amazonas, na geração de energia elétrica, particularmente no sistema Manaus, têm sofrido, no entanto, vários impasses e indefinições ao longo dos anos, implicando em atrasos sucessivos na sua efetiva disponibilização para consumo, impossibilitando o aproveitamento do potencial existente na região. Nas figuras 6.3 e 6.4, observa-se a produção e reservas de gás natural na Região Norte, no ano de 2002.

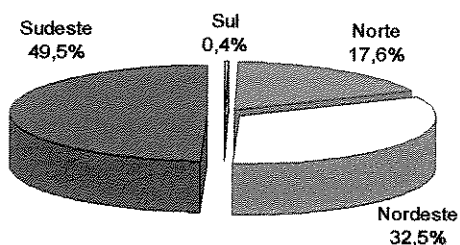


Figura 6.3 – Produção de gás natural (2002)

Fonte: MME, 2003a.

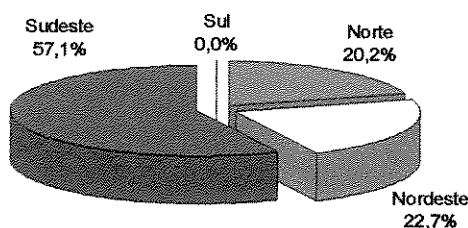


Figura 6.4 – Reserva de gás natural (%)

Fonte: MME, 2003a.

Em 2002, as últimas restrições diziam respeito à modalidade de transporte deste energético, uma vez que o governo do Amazonas havia optado pela utilização das vias fluviais, tendo firmado, inclusive, uma sociedade com uma empresa estrangeira com esta finalidade. Rompida esta sociedade, por alegação de descumprimento contratual por parte do sócio estrangeiro, o governo estadual retirou, em 2003, as restrições que existiam com relação ao transporte por gasoduto. A instalação do gasoduto Coari-Manaus, entretanto, passa atualmente por avaliação, por parte do Instituto de Proteção Ambiental do Estado do Amazonas (IPAAM), do Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EPIA) e de seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), elaborados com vistas à emissão da Licença de Instalação deste empreendimento.

A recente reestruturação da composição acionária da Companhia de Gás do Amazonas (CIGÁS), empresa responsável pela distribuição do gás natural no Amazonas, permite vislumbrar a perspectiva de utilização deste energético para geração de energia elétrica no sistema Manaus em um horizonte de curto prazo (2007). Entretanto, para que isso se viabilize, será necessário superar os impasses ambientais vigentes com relação à construção do gasoduto Coari-Manaus, e fazer evoluir, paralelamente, as tratativas para elaboração e assinatura dos contratos de

fornecimento do gás natural com a concessionária Manaus Energia.

No estado do Amazonas, a Petrobras explora e produz petróleo e gás na Bacia do Solimões, na província do Rio Urucu, no município de Coari (AM), a 650 km de Manaus. Atualmente, tanto o petróleo quanto o gás de cozinha são escoados, de Urucu, através de dois dutos, com 280 km de extensão, cada um, até o “Terminal Solimões”, na margem direita do Rio Solimões, onde são embarcados em navios petroleiros e transportados para a Refinaria de Manaus. O gás natural produzido em Urucu, hoje em volumes superiores a 7 milhões de metros cúbicos por dia, vem sendo reinjetado em seu local de origem, aguardando a construção de gasodutos que permitam seu escoamento, quais sejam: gasoduto Urucu – Porto Velho, para atendimento ao pólo de geração termelétrica de Rondônia, em torno de 400 MW, que contempla, ainda, a extensão de linhas de transmissão para a cidade de Rio Branco (AC) e para a Região Sudeste do Estado; e o gasoduto Coari – Manaus, para atendimento ao parque térmico do sistema Manaus, com uma potência inicial estimada em 700 MW, conforme ilustrado na Figura 6.5.

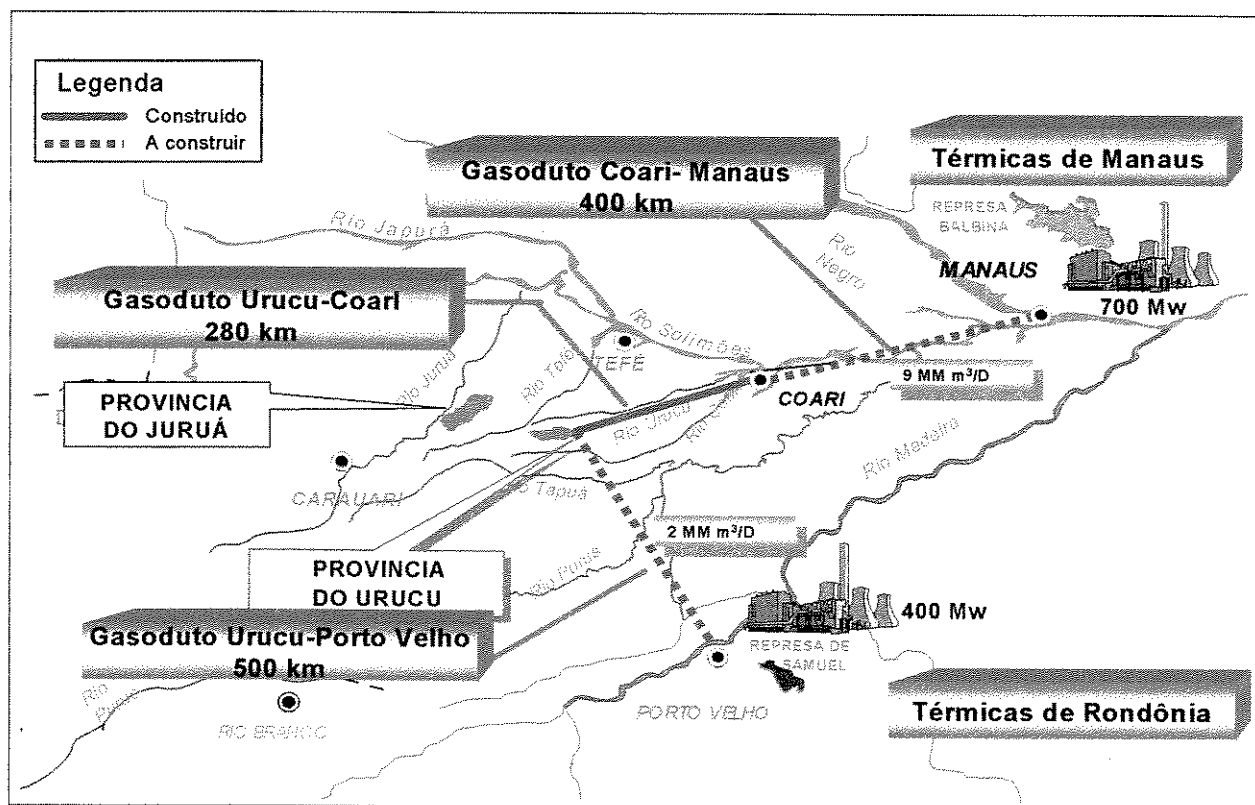


Figura 6.5 – Aproveitamento termelétrico do gás natural da bacia do rio Solimões

Fonte: Petrobras, 2003a.

6.3.1 Justificativa do Empreendimento

Desde o final da década de 70, com as descobertas de gás natural na bacia do rio Juruá, a sociedade brasileira vem sendo contemplada com notícias de importantes reservas deste combustível nobre na Região Amazônica. A partir desse período, a Petrobrás iniciou uma série de sondagens para estudar estas jazidas de petróleo e gás. Em julho de 1986 foram descobertos indícios de petróleo, associados a uma outra grande reserva de gás natural, desta vez próxima às cabeceiras do rio Urucu. A possibilidade de escoar o petróleo, diferente do que acontecia com o gás natural, foi suficiente para que a Petrobras decidisse pela sua produção na região, abrindo caminho para a produção do gás natural. Com o aumento da produção de petróleo, a empresa partiu para um arrojado projeto de escoamento da produção até as margens do rio Solimões, construindo um oleoduto e um gasoduto de 280km de extensão, potencializando suas reservas e prospectando volumes de gás natural compatíveis com o atendimento dos mercados da Região Norte, ainda hoje abastecidos em sua geração de energia por óleo diesel e óleo combustível, mais caros e mais poluentes que o gás de Urucu.

Estima-se que, a partir da construção do gasoduto Coari-Manaus, a atual dependência externa de combustíveis líquidos no Brasil poderá ter uma redução de, no mínimo, 10 mil barris por dia, que é o consumo médio atual das usinas térmicas da Manaus Energia, contribuindo, assim, na busca da auto-suficiência em petróleo. A substituição do óleo diesel pelo gás natural nas termelétricas de Manaus e nos demais municípios contemplados pela rota do gasoduto proporcionará vantagens econômicas e ambientais imediatas, não só para o estado do Amazonas, mas para toda a sociedade brasileira.

Com relação à segurança operacional, por ser muito mais leve que o ar, o gás natural se dissipa rapidamente, em um processo rápido de dispersão na atmosfera. Além disso, sua ignição se dá a temperaturas muito mais altas que os outros combustíveis. Essas propriedades do gás natural recomendam a sua utilização como combustível tanto sob o aspecto de segurança quanto sob o aspecto ambiental, além de favorecer o transporte através de dutos. Devido à sua composição predominante de hidrocarbonetos leves e, ainda, por ser um gás, não precisa ser atomizado para queimar, resultando em uma combustão com reduzida emissão de poluentes e melhor rendimento térmico. Assim, além de poluir menos que os demais combustíveis fósseis,

também aumenta o período de vida útil e reduz os gastos com a manutenção dos equipamentos.

O potencial de reservas de gás natural da bacia do Solimões, estimado em 130 bilhões de metros cúbicos, é suficiente para pelo menos 30 anos de atendimento de toda a região, isto sem contar com o esforço exploratório adicional que advém da abertura do mercado, tornando possível vislumbrar outras possíveis descobertas de gás natural, oriundas, por exemplo, dos estudos que estão sendo desenvolvidos, pela Petrobras, no município de Silves (AM).

Assim, a difusão do gás natural na região abre a possibilidade de investimentos das mais variadas ordens, utilizando-o como matéria-prima para indústria química pesada e como fonte energética para abastecimento industrial, comercial, residencial, na área de transportes e outros, além da perspectiva para o estabelecimento de uma rede de fibra ótica paralela, interligando, com alta tecnologia de informação, os municípios que se encontram na rota do empreendimento.

Finalmente, por conta da dificuldade crescente que a Petrobras encontra para a separação de fases entre o petróleo e o gás natural associados na província de Urucu, a reinjeção continuada do gás nos reservatórios, sem sua efetiva utilização nos mercados consumidores, está sendo levada a restringir cada vez mais a produção de petróleo dos campos daquela Província. Segundo a Petrobras esta queda na produção de petróleo, que é normalmente esperada ao longo dos anos e que ocorreria em proporções menores caso o gás natural fosse direcionado ao mercado consumidor, tem implicações que afetam diretamente a arrecadação do estado do Amazonas e de alguns municípios. Sem a saída do gás para as cidades, é certo que haverá uma redução antecipada na arrecadação de *royalties*, participações especiais e ICMS do petróleo, tanto para o Estado como para os municípios. No caso específico de Coari, aonde estes recursos conduzem a cidade a uma posição privilegiada e com grande expectativa de franco desenvolvimento, a redução antecipada de arrecadação já nos próximos anos pode comprometer o projeto social e econômico de toda a população e de seus administradores.

6.3.2 Características Principais do Gasoduto Urucu – Porto Velho

O empreendimento consiste na construção de aproximadamente 522 km de gasoduto visando transportar gás natural desde a área de produção do Pólo Arara, na região do Rio Urucu, no município de Coari (AM), até o Parque Termelétrico da cidade de Porto Velho (RO), próximo

a Rodovia BR 364, com um investimento total estimado em torno de US\$ 300 milhões. O percurso do gasoduto atravessará os municípios de Coari, Tapauá e Canutama no estado do Amazonas, até as Usinas Termo-Norte I e II, em Porto Velho. Nas imediações do cruzamento do gasoduto com a Rodovia Transamazônica (BR 230) está prevista uma tomada que poderá permitir, no futuro, a construção de um ramal ao longo dessa rodovia para abastecimento do município de Humaitá (AM).

Todo o trajeto será em terreno típico da Região Amazônica, sem grandes elevações, mas com constantes mudanças de relevo. O gasoduto atravessará a grande área inundada do rio Purus em sua maior extensão. O restante do trajeto se desenvolverá em áreas pouco inundáveis, salvo nas imediações das travessias dos rios Purus e Madeira. Nas áreas do traçado do gasoduto não ocorrem formações rochosas e, portanto, não deverão ocorrer desmontes de rochas, que normalmente são características de outras regiões do País, onde já foram construídos gasodutos com a participação da Petrobras. O gasoduto terá um diâmetro de 35,6 cm (14”), com espessuras de 5,56 mm, 7,4 mm, 7,93 mm e 9,53 mm, cujas aplicações serão dependentes das condições das áreas da rota traçada, pois em áreas alagadas, travessia de rios e estradas, as especificações indicam paredes mais espessas para o duto.

O gasoduto Urucu-Porto Velho será enterrado em toda sua extensão de 522,2 km. A vala de recebimento do duto deverá ser aberta com profundidade suficiente para assegurar a cobertura mínima da tubulação com 1,0 m em relação ao nível da pista, exceto nas regiões onde houver culturas temporárias mecanizadas, onde a cobertura mínima da tubulação a ser garantida deverá ser de 1,5 m. Na travessia de qualquer curso d'água, a vala deverá ser aberta de modo a assegurar uma cobertura mínima da tubulação com 1,5 m em relação ao leito original do curso d'água. O mesmo deverá ser observado na travessia de estradas e rodovias, ou seja, a garantia de cobertura mínima do duto de 1,5 m em relação ao leito da estrada. Na travessia dos rios Purus e Madeira, onde deverá ser usada a tecnologia de furo direcional, a profundidade será de 6,0 m abaixo da maior cota do fundo da calha principal do rio referenciada ao nível d'água, na secção de passagem.

No trajeto do gasoduto existirá uma estação de limitação de pressão, a qual se situará nas imediações do cruzamento com a Rodovia Transamazônica (BR 230), de forma a manter a

pressão na chegada do *citygate* de Porto Velho nos níveis usualmente adotados para gasodutos, ou seja, com pressão manométrica mínima do *citygate* de 50 kgf/cm². Na saída da estação de Pólo Arara em Urucu, os níveis de pressão deverão ser de 100 kgf/cm² para vazão de 1.900.000 m³/dia, 112 kgf/cm² para vazão de 2.160.000 m³/dia e 120 kgf/cm² para vazão de 2.350.000 m³/dia.

6.3.3 Características Principais do Gasoduto Coari – Manaus

O gasoduto a ser construído, com cerca de 400 km de extensão, será destinado a transportar gás natural desde o Terminal Solimões, em Coari, até a Refinaria de Manaus. O gasoduto terá origem no município de Coari e atravessará os municípios de Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, todos no estado do Amazonas, até chegar a Manaus, requerendo um investimento total estimado em torno de US\$ 500 milhões. Nos 237 km iniciais o gasoduto terá um diâmetro de 56 cm (22") e espessura de 9,52 mm, e nos 160 km restantes um diâmetro de 51 cm (20") e espessura de 8,74 mm. A vazão com que o gás será escoado poderá ser de aproximadamente 10.500.000 m³/dia, para um mercado previsto de 5.500.000 m³/dia em Manaus.

Informações preliminares indicam que o gasoduto será enterrado em quase toda a sua extensão, com uma cobertura mínima de 1,2 m. Para a travessia de igarapés, lagos e pequenos rios será adotada uma cobertura mínima de 1,5 m. Especificamente nos rios Solimões e Badajós a travessia será através de furo direcional, que consiste em passar o tubo por baixo do leito do rio, a uma profundidade de 8 m. Somente em casos excepcionais será permitida a execução de cortes no terreno ao longo da faixa de domínio (faixa por onde passa o gasoduto) e, sempre que possível, o perfil original será restaurado.

Como toda grande obra, com esta característica estrutural, a implementação do gasoduto Coari – Manaus implicará, inevitavelmente, perturbações ambientais variadas, principalmente durante as fases de preparação e construção, diminuindo substancialmente na fase de operação. Com isto, faz-se necessário a análise desses impactos e a definição de respectivas medidas mitigadoras e compensatórias de caráter geral que busquem inserir o empreendimento em um contexto de desenvolvimento regional sustentável.

Tabela 6.4 – Projeções do mercado de energia elétrica – ciclo 2003 – Sistema Manaus

<i>Ano</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>
Demanda máxima (MW)	768	839	916	978	1040	1112	1186	1265	1344	1426
Crescimento anual (%)	12	9	9	6	6	6	6	6	6	6
Demanda média (MWh/h)	558	610	652	691	732	777	824	875	927	983

Fonte: CCPE/ CTEM, 2003a.

Nesse contexto, estão sendo estudadas duas opções, com soluções robustas e integradas, constituídas por dois projetos principais: a LT, em 500 kV, Tucuruí-Manaus, com uma derivação em 230 kV para o estado do Amapá, e o aproveitamento do gás natural da bacia do Solimões, no atendimento, além das capitais Manaus e Macapá, de diversos municípios a leste e oeste do Amazonas, oeste do Pará e sul do Amapá.

Para o estado do Amazonas a alternativa de interligar Tucuruí-Manaus-Macapá poderá contemplar nove localidades no baixo Amazonas: Parintins, Maués, Boa Vista do Ramos, Urucará, São Sebastião do Uatumã, Itapiranga, Silves, Itacoatiara e Rio Preto da Eva, com uma população total aproximada de 300 mil habitantes e um consumo equivalente a 30% do mercado da CEAM, conforme anexo C. Quanto ao suprimento de gás natural, cujo projeto âncora para viabilização do empreendimento é a geração de energia elétrica em Manaus, há possibilidades de derivações secundárias no gasoduto para atender, em princípio, as sete localidades existentes ao longo do traçado principal, que são: Coari, Codajás, Anorí, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba, com uma população em torno de 230.000 habitantes, que corresponde a 25% do mercado atual da CEAM, como pode-se observar no anexo D.

Assim, os dois projetos são importantes para a consolidação da matriz energética da Região Amazônica, pois as economias obtidas com os custos evitados na aquisição de combustíveis para a geração termelétrica no ano 2004, só em Manaus, são da ordem de US\$ 500 milhões, valor equivalente ao custo total estimado do gasoduto e metade do custo previsto para o sistema de transmissão, caracterizando que os investimentos totais dos dois empreendimentos seriam pagos (sem considerar os retornos sobre os investimentos) em menos de 4 anos de operação, para uma vida útil econômica dos projetos prevista para 30 anos.

Com todos esses benefícios, entende-se que as duas alternativas de melhorias para o suprimento energético são complementares e não excludentes, haja vista que apenas o mercado de Manaus sinaliza uma demanda superior a 1000 MW já a partir de 2008. No entanto, devido à atual conjuntura econômica do setor elétrico e os valores estimados para os investimentos da interligação (US\$ 1,0 bilhão) e do gasoduto (US\$ 500 milhões), bem como o tempo necessário de execução (36 meses) para cada projeto, acredita-se que seria estratégico priorizar a construção imediata do gasoduto Coari-Manaus e, em seguida, a interligação Tucuruí-Manaus-Macapá, possibilitando, com isso, a inserção, em definitivo, da Amazônia no processo de integração nacional e estimulando um desenvolvimento econômico regional sustentado, beneficiando uma população superior a 2 milhões de habitantes.

Capítulo 7

Conclusões e Recomendações

Neste capítulo são apresentadas as considerações finais sobre este trabalho, bem como as recomendações para estudos futuros.

7.1 Considerações Finais

As especificidades dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia, em que se destacam os principais problemas estruturais característicos em todas as concessionárias distribuidoras de energia elétrica desses sistemas, resultando em receitas inferiores às despesas operacionais, provocando um grande desequilíbrio econômico-financeiro nessas empresas, permitem afirmar que a manutenção de subsídios explícitos, através da sistemática da CCC-Isol pela legislação vigente, é fundamental para a redução dos custos de geração dos sistemas isolados, para que as empresas possam atender adequadamente as necessidades energéticas da população, a preços compatíveis com a renda local.

No entanto, os subsídios existentes ainda são insuficientes, devido aos altos custos de produção da energia elétrica nesses sistemas e às ineficiências nos processos de distribuição e comercialização, principalmente as causadas pelos elevados índices de perdas elétricas e níveis de inadimplência, sinalizando a necessidade de implantação, dentro do processo de reformulação institucional do setor elétrico, de novos mecanismos de subsídios capazes de atender satisfatoriamente às necessidades da maioria das localidades isoladas da Amazônia, no contexto da universalização do atendimento e uso de energia elétrica da região e das perspectivas de desenvolvimento regional – crescimento econômico e qualidade de vida, e da ocupação territorial – segurança nacional.

Esse mecanismo de subsídios deve ser transparente e rigorosamente ajustado, acompanhado e controlado entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL poderia se utilizar de um instrumento legal de gestão, por exemplo, um Termo de Compromisso de Ajustamento de Conduta entre o agente regulador e as empresas reguladas, visando efetivamente reduzir os custos de suprimento e fornecimento de energia elétrica dos sistemas isolados, como também minimizar os possíveis efeitos negativos sobre a eficiência produtiva das empresas, para que esses sistemas venham a alcançar o equilíbrio econômico-financeiro.

Na busca da melhoria do desempenho empresarial deverá ser elaborado e implantado um planejamento estratégico com metas e indicadores de gestão bem definidos, capaz de refletir melhorias contínuas e progressivas das empresas, contemplando a viabilização dos recursos de investimentos necessários para o aumento da eficiência empresarial, mantendo fortemente uma política de combate às perdas e à inadimplência, pontos críticos que contaminam os resultados do serviço das concessionárias, bem como algum aumento de escala no consumo de energia.

Algumas mudanças na matriz energética da Região Amazônica foram implementadas e outras estão previstas, representadas pela substituição da geração a óleo diesel em Rio Branco (AC), a viabilização, em curto prazo, de geração a gás natural nas cidades de Manaus (AM), Porto Velho (RO) e em algumas outras localidades no estado do Amazonas, a utilização de fontes alternativas de energia e a interligação entre os sistemas isolados, com perspectivas de interconexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN). Tais mudanças representarão uma redução significativa da necessidade de subsídios para a geração, já que os custos globais de geração serão reduzidos sensivelmente em função da substancial economia em geração termelétrica evitada com combustíveis derivados de petróleo; além disso, essas mudanças irão promover a inserção regional e possibilitar o intercâmbio energético entre estados e regiões.

Assim, em um cenário de curto prazo (2007), após a implantação do projeto do gás natural para atendimento à cidade de Manaus, que é o maior sistema nacional eletricamente isolado, o custo com a geração termelétrica será drasticamente reduzido, possibilitando uma redução expressiva no dispêndio da CCC-Isol, que é rateado por todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os projetos da utilização do gás natural da Bacia do Urucu (AM) e de interligação entre sistemas isolados para os mercados mais expressivos, além de apresentarem viabilidade econômica, possibilitam a integração da Região Amazônica ao processo de desenvolvimento nacional. Entende-se por mercados mais expressivos aqueles que contemplam as capitais dos estados do Amazonas, Rondônia, Amapá, Acre e Roraima e algumas localidades do interior a elas interligadas, que respondem por aproximadamente 85% do mercado de energia elétrica dos sistemas isolados da Amazônia e, por cerca de 75% das despesas com combustíveis na geração termelétrica.

Na maioria dos estados da Amazônia, o alto custo unitário e a percepção de risco mais elevado têm inibido investimentos espontâneos dos empreendedores na geração elétrica através de fontes renováveis de energia, caracterizando a necessidade de um programa inovador que incentive a geração de energias alternativas, o que vem a significar ênfase na incorporação, pelo planejamento público, da diversidade regional como critério de otimização no uso dos recursos.

Há um significativo potencial de incremento na participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética regional, através de pequenos empreendimentos de menor impacto ambiental, como, principalmente, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), energia solar, com destaque para a geração fotovoltaica, aproveitamentos energéticos da biomassa, destacando-se a produção e consumo local de biodiesel, utilizando o benefício de recursos da sub-rogação do rateio da CCC, conforme previsto na Resolução da ANEEL nº 784, de 24/12/2002, já que estas fontes de energia podem promover a substituição e a redução de combustíveis fósseis, evitando dispêndios com derivados de petróleo. Além disso, o incentivo ao uso de fontes renováveis alternativas representa também compromissos do governo em acordos internacionais de substituição progressiva de combustíveis fósseis e busca de redução das emissões de CO₂.

Considerando as particularidades dos estados do Amazonas e Roraima, a unificação das concessões da distribuição através das empresas Manaus Energia e Companhia Energética do Amazonas (CEAM), e Boa Vista Energia e Companhia de Eletricidade de Roraima (CER), possibilitará um melhor modelo de gestão, com a viabilidade de se praticar subsídios cruzados, transferindo receitas das capitais para cobrir custos nos sistemas menores do interior,

melhorando a flexibilidade da gestão dessas empresas quanto à otimização dos recursos disponíveis, com a conseqüente redução dos custos operacionais das empresas CEAM e CER.

Esses projetos de melhorias no suprimento para os sistemas isolados da Amazônia permitirão um atendimento com melhor qualidade, confiabilidade e tarifas mais justas, e a universalização do serviço de energia elétrica, que deverá ser contemplada com uma proposta para a redução da pobreza e da fome utilizando a energia como vetor de inclusão social, através de um programa com ações de capacitação de agentes de desenvolvimento como meio de estimular trabalhadores rurais a utilizarem a energia elétrica para fins produtivos, viabilizando, com isto, a manutenção do programa de universalização e estimulando o crescimento econômico da região.

Assim, devido às suas características, o fornecimento de energia elétrica às localidades eletricamente isoladas da Amazônia não pode ser vislumbrado, nos próximos anos, considerando apenas princípios comerciais. Necessita-se um tratamento adequado na reestruturação do modelo institucional do setor elétrico brasileiro, quanto a um planejamento energético integrado de longo prazo, políticas energéticas e algumas práticas regulatórias específicas para os Sistemas Isolados, visando, de um lado, contribuir, de uma maneira decisiva, para um desenvolvimento regional sustentável e para o acesso de suas populações a melhores condições de vida, em um amplo processo de inclusão social, e do outro lado, permitir alcançar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, garantir tarifas mais baixas para os consumidores, afastar o risco de racionamento, estabelecer um marco regulatório estável e criar condições para retomada dos investimentos necessários para a melhoria e expansão desses sistemas.

7.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

Na geração de energia elétrica, os sistemas isolados da Região Amazônica consomem grandes volumes de combustíveis derivados de petróleo. No entanto, suas potencialidades energéticas advindas de fontes mais limpas, renováveis e não renováveis (gás natural) são abundantes e devem ser estudadas e utilizadas, de modo sustentado, para atendimento às suas demandas, incrementando o desenvolvimento regional e a universalização dos serviços de energia elétrica na região, em harmonia com o meio ambiente.

Neste contexto, recomenda-se um aprofundamento dos estudos de viabilidade técnica e econômica desenvolvidos considerando as perspectivas do potencial hidrelétrico do rio Madeira (7.480 MW), no estado de Rondônia, do complexo hidrelétrico Belo Monte (5.500 MW), no estado do Pará, das jazidas de gás natural no estado do Amazonas, e das interconexões elétricas de sistemas isolados entre si e de sistemas isolados que poderão ser conectados a Rede Básica Nacional no curto, médio e longo prazo, bem como as respectivas avaliações de impacto ambiental associadas a esses potenciais. Esse aprofundamento deverá ser feito de forma integrada envolvendo os vários agentes interessados, buscando maximizar os benefícios para a região e para o País, considerando ainda, a minimização dos impactos ambientais negativos.

Considerando a hidrologia da região, caracterizada por períodos de grandes secas, em algumas estações do ano a logística de abastecimento de combustíveis (óleo diesel) fica fortemente comprometida na maioria das localidades que são atendidas por via fluvial. Este fato destaca a importância de estudos para aproveitamentos energéticos locais em pequenos sistemas isolados, visando identificar e avaliar as potencialidades de microrregiões para implantação de fontes renováveis alternativas de energia – aproveitamentos energéticos da biomassa, com a utilização de resíduos, como da madeira, ou a produção local de diversas variantes de biodiesel, micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas, energia solar, tanto a fotovoltaica como a térmica, entre outras, buscando minimizar os custos dessas alternativas, para torná-las mais competitivas com as fontes tradicionais e possibilitar o crescimento do mercado para uso dessas tecnologias, o que, por seu turno, promoverá ganhos de escala na fabricação dos equipamentos correspondentes.

Quanto à universalização do atendimento, além dos aspectos técnicos, os novos estudos deverão contemplar, pelo lado sócio-econômico, um programa que envolva os consumidores que serão atendidos e que possibilite um desenvolvimento sustentável com geração de renda para que as comunidades tenham capacidade financeira de honrar seus compromissos e não comprometer a manutenção do programa de universalização dos serviços de energia elétrica na região.

Há necessidade, também, de estudos que priorizem novos programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D), voltados para: (i) a utilização de fontes renováveis de energia; (ii) medidas para a redução de perdas técnicas e comerciais; (iii) medidas visando melhorias na confiabilidade e qualidade do serviço; e (iv) desenvolvimento de novos projetos de conservação

de energia, que identifiquem o perfil e hábitos de consumo de energia elétrica, com o objetivo de identificar as melhores alternativas de gerenciamento pelo lado da demanda, em cada segmento consumidor.

Recomenda-se, ainda, a elaboração de uma proposta, junto aos setores públicos federal e estaduais, visando à eliminação das atuais distorções localizadas na tributação de energia elétrica e nas compensações do ICMS sobre a compra de combustíveis no recolhimento sobre o fornecimento de energia elétrica, evitando a bi-tributação desse negócio e contribuindo para o equilíbrio operacional das empresas dos Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia.

Outro estudo de grande importância consiste na proposição de uma política energética no âmbito estadual para a região atendida pelos Sistemas Elétricos Isolados, em sintonia com a política nacional, concebida através de um amplo processo de discussão com a sociedade. Tal política deverá, entre outras questões, contemplar a institucionalização da atividade de sistematização das estatísticas energéticas, que possibilitem a elaboração do Balanço e do Planejamento Energético Estadual.

Referências Bibliográficas

ABAR, Associação Brasileira de Agências de Regulação. 10/05/2004. Referência disponível na Internet.

<http://www.abar.org.br/agencias/agenciasassociadas>

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 784**, publicada no Diário Oficial da União de 26 de dezembro de 2002. Brasília.

——— **Resolução Normativa nº 223**, publicada no Diário Oficial da União de 30 de abril de 2003. Brasília.

——— **Resolução Normativa nº 066**, publicada no Diário Oficial da União de 28 de maio de 2004. Brasília, 2004a.

——— **Relatório de Análise Econômico-Financeiro de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica**, Brasília. 2004b.

Bajay, S. V. Estrutura Institucional. Composição do Parque Gerador. **Aparato Regulatório e Políticas Energéticas em Diversos Países** – Campinas: Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético – NIPE e Departamento de Energia – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2000.

——— **Mudanças no Planejamento dos Sistemas Isolados do Brasil**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2003

BEM, **Balanço Energético Nacional 2002**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2002. 183p.

——— **Balanço Energético Nacional 2003**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2003. 168p.

Bovesa, Boa Vista Energia. **Relatório Gerencial**. Boa vista, 2003.

Calmon, S. A Tributação da Energia Elétrica pelo ICMS. **Direito da Distribuidora aos Créditos Decorrentes da Entrada de Óleo Diesel no Estabelecimento da Geradora (Usina Termoeletrica)**. Parecer Técnico. Belo Horizonte, 2000.

- Cartaxo, E. F. **Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Localidades Isoladas da Amazônia: reflexão a partir de um estudo de caso.** Campinas: Tese (Doutorado) Planejamento de Sistemas Energéticos - Faculdade de Engenharia Mecânica - Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2000.
- Cavaliero, C. K. N. **Inserção de Mecanismos – Relatórios de Incentivo ao Uso de Fontes Renováveis Alternativas de Energia no Setor Elétrico Brasileiro e no Caso Específico da Região Amazônica.** Campinas: Tese (Doutorado) Planejamento de Sistemas Energéticos – Faculdade de Engenharia Mecânica – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2003.
- CEA, Companhia de Eletricidade do Amapá. **Relatório Gerencial.** Macapá, 2003.
- CEAM, Companhia Energética do Amazonas. **Relatório Gerencial 2003.** Manaus, 2004a.
- **Plano Estratégico 2004-2006.** Manaus, 2004b.
- CEMAT, Centrais Elétricas do Mato Grosso. **Relatório Gerencial.** Cuiabá, 2003.
- CER, Companhia Energética de Roraima. **Relatório Gerencial.** Boa Vista, 2003.
- CERON, Centrais Elétricas de Rondônia. **Relatório Gerencial.** Porto Velho, 2003.
- CCPE, Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos. **Critérios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações entre Submercados.** CCPE/CTET, 2001.
- **Plano Decenal de Expansão 2002-2011. Cap. 7 – Expansão da Oferta de Energia dos Sistemas Isolados.** Brasília: MME, 2002a.
- **Projeção do Mercado e da Carga Própria de Energia Elétrica 2003/2012 – Relatório Síntese.** CCPE/CTEM, 2002b.
- **Projeção do Mercado e da Carga Própria de Energia Elétrica 2003/2012 – Relatório Síntese.** CCPE/CTEM, 2003a.
- **Avaliação Energética da Interligação Elétrica Rondônia – Mato Grosso.** Nota Técnica – CTDO-02/03. CCPE/CTDO, 2003b.
- **Índice Médio de Perdas no Setor Elétrico Brasileiro.** CCPE/CTEM, 2004.
- Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. **Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.
- **A Eletrobras e a História do Setor de Energia Elétrica no Brasil: Ciclo de Palestras.** Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.

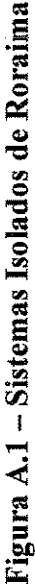
- **Eletronorte – 25 anos.** Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1998.
- **Caminhos da Modernização: Cronologia do Setor de Energia Elétrica Brasileiro (1850 – 1998).** CR-ROM. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1999.
- Correia, J.; Valente, A.; Pereira, O.S. **A Universalização dos Serviços de Energia Elétrica.** Aspectos Jurídicos, Tecnológicos e Socioeconômicos. Salvador: Unifacs, 2002.
- Correia, J. C. **Introdução dos Óleos Vegetais na Matriz Energéticas da Reserva Extrativista do Médio Juruá e a Valorização da Biodiversidade – Estudo de Caso do Óleo de Andiroba.** Campinas: Tese (Doutorado) Planejamento de Sistemas Energéticos – Faculdade de Engenharia Mecânica – Universidade Estadual de Campinas – UNICAP, 2002.
- CNEC, Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores. **Travessias do Rio Amazonas. Relatórios LT-TUC-E-0001 e LT-TUC-E-1003.** Brasília, 1988.
- Domingues, P. C. M. **A Interconexão Elétrica dos Sistemas Isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional.** Florianópolis, Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- ELETROBRAS, Centrais Elétricas Brasileira S.A. **Atos Oficiais Relativos aos Sistemas Isolados Brasileiros.** Rio de Janeiro, 2002. 304p.
- **Considerações sobre a AP ANEEL nº 003/2003 sobre Contratos Iniciais dos Sistemas Isolados.** Nota Técnica s/nº da Diretoria de Engenharia, fevereiro, 2003.
- **Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial – SIAGE. Empresas Federais de Distribuição de Energia Elétrica – Consolidação 2003.** Rio de Janeiro, 2004a.
- **Sistema de Acompanhamento de Gestão Empresarial – SIAGE. Plano de Gestão para as Empresas Federalizadas.** Rio de Janeiro, 2004b.
- ELETRONORTE, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. **Estudo de Viabilidade da Interligação UHE Tucuruí – Manaus 500 kV.** RE-PPL/PPN.001/86. Brasília, maio 1986.
- **Interligação Tucuruí/Manaus/Macapá: Avaliação da Travessia do Rio Amazonas e Rota de Transmissão.** NT-EPL-2.010/96. Brasília, maio 1996.
- **Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica 2002-2011.** Estado do Acre. Brasília, 2002a.

- **Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica 2002-2011.** Estado do Amapá. Brasília, 2002b.
- **Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica 2002-2011.** Estado do Amazonas. Brasília, 2002c.
- **Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica 2002-2011.** Estado do Rondônia. Brasília, 2002d.
- **Plano Indicativo de Atendimento de Energia Elétrica 2002-2011.** Estado do Roraima. Brasília, 2002e.
- **Estudo da Interligação Elétrica UHE-Tucuruí – Macapá – Manaus.** Brasília, 2003a.
- **Relatório Gerencial.** Brasília, 2003b.
- **Relatório Gerencial.** Brasília, 2004.
- Figueiredo, B; Pimentel, R. F.; Sales, P. R. M. **Sistemas Isolados da Região Norte e a Necessidade de Subsídios Explícitos:** O caso da Eletroacre. Rio de Janeiro, 2002.
- Gaspetro, Petrobras Gás. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA do Gasoduto Urucu – Porto Velho.** Rio de Janeiro, 2001.
- GCPS, Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. **Critérios e Procedimentos para Dimensionamento de Interligações Regionais.** Rio de Janeiro: GCPS/CTST/GTCP, 1984
- **O Planejamento da Expansão do Setor de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro, 2002. 540p.
- Gomes, G. M.; Vergulino, J. R. **Trinta e Cinco Anos de Crescimento Econômico na Amazônia.** 1960/1995: SUDAM, 1997.
- GTON, Grupo Técnico e Operacional da Região Norte. **Plano de Operação para 2003 dos Sistemas Isolados.** Rio de Janeiro, 2003a.
- **Manual de Recebimento, Armazenamento, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas,** 2003b.
- **Plano de Operação para 2004 dos Sistemas Isolados,** abril, 2004a.
- **Atendimento Eletro-Energético ao Sistema Manaus,** maio 2004b.
- Lima, J. L. **Estado e Energia no Brasil.** São Paulo: USP/IPE, 1984.

- **Políticas de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica: do Código das Águas à Crise dos Anos 80 (1934-1894).** Rio de Janeiro: Centro da memória da Eletricidade no Brasil, 1995.
- MESA, Manaus Energia S.A. **Relatório Gerencial 2003.** Manaus, 2004a.
- **Plano Estratégico 2004-2006.** Manaus, 2004b.
- MME, Ministério de Minas e Energia, Eletrobras, Petrobras e Eletronorte. Um Programa de Governo: Suprimento de Energia Elétrica na Amazônia Legal. **Relatório Final da Comissão Designada pela Portaria MME nº 128/95.** Brasília, Agosto, 1995.
- Secretaria de Energia. Brasil – **Matriz de Energia Elétrica.** Brasília, 2003a.
- **Modelo Institucional do Setor Elétrico.** Brasília, 2003b.
- Petrobras, Petróleo Brasileiro. **Relatório de Impacto Ambiental – RIMA do Gasoduto Coari Manaus.** Manaus, 2003a.
- **Estudo Prévio de Impacto Ambiental – EPIA do Gasoduto Coari – Manaus.** Manaus, 2003b.
- Pires, J. C. L. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro: BNDES, 2000.
- Rosa, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. **A Reforma do Setor Elétrico e no Mundo: Uma Visão Crítica.** Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998.
- Sauer, I. L. **O Papel de Gás Natural no Desenvolvimento Sustentável da Amazônia.** Manaus, 2003
- Souza, R. C. R. **Planejamento do Suprimento de Eletricidade dos Sistemas Isolados na Região Amazônica. Uma Abordagem Multiobjetiva.** Campinas: Tese (Doutorado) Planejamento de Sistemas Energéticos – Faculdade de Engenharia Mecânica – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2000.
- Tolmasquim, M. T.; Oliveira, R.G.; Campos, A. F. **As Empresas do Setor Elétrico Brasileiro: Estratégias e Performances.** Rio de Janeiro: Cenergia: COPPE/UFRJ, 2002.

ANEXO A

SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS DA AMAZÔNIA



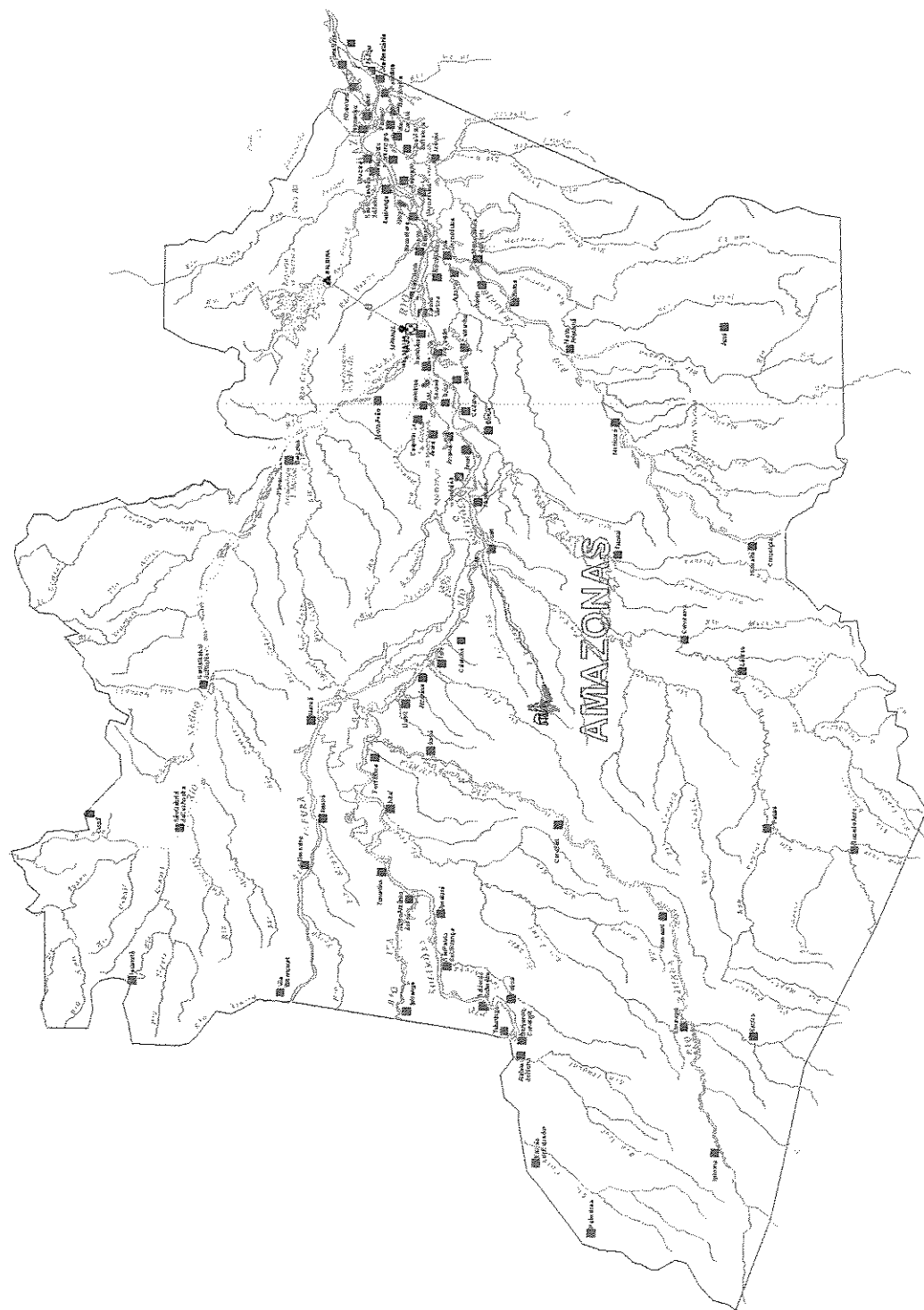


Figura A.3 – Sistemas Isolados do Amazonas

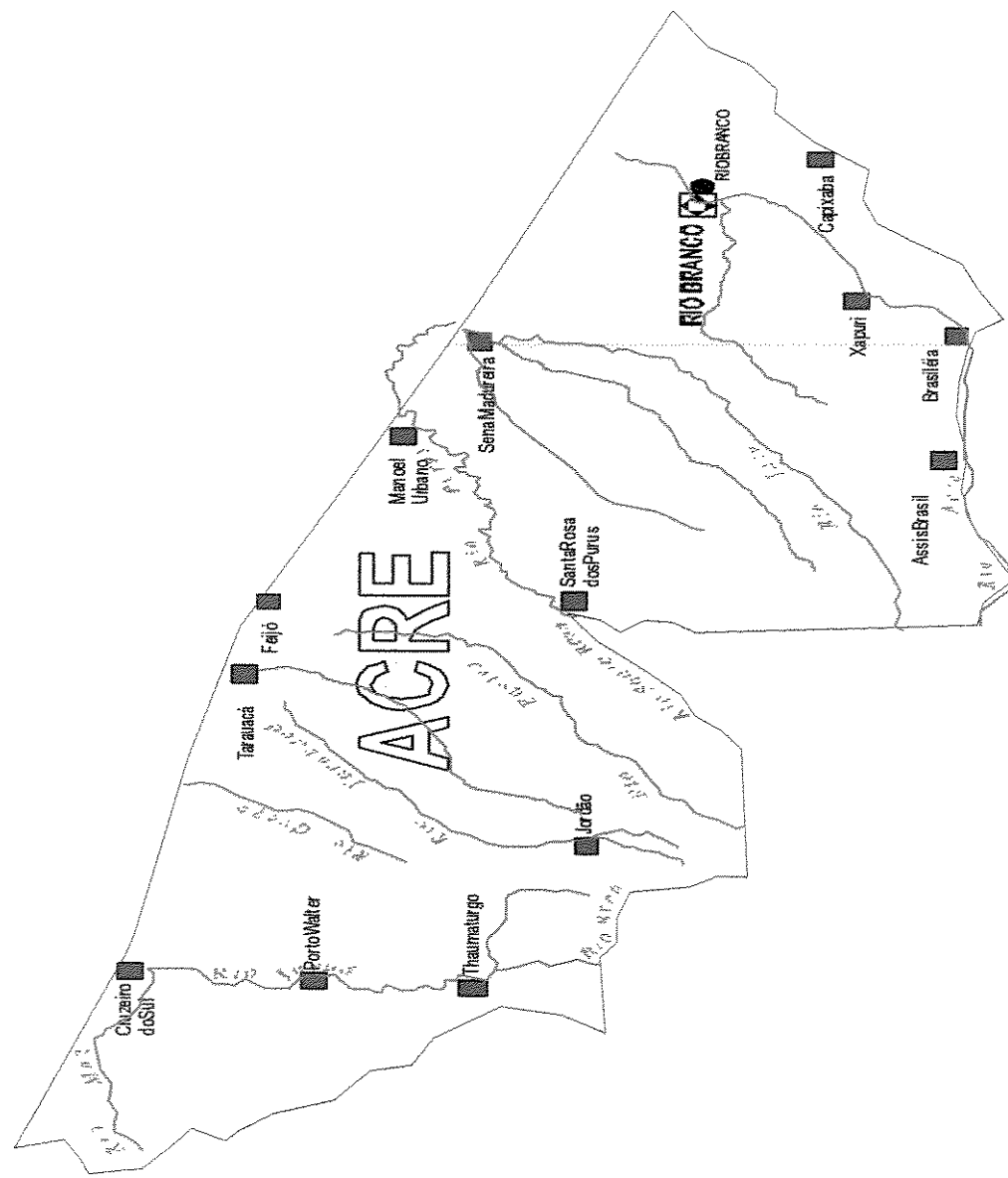


Figura A.4 – Sistemas Isolados do Acre

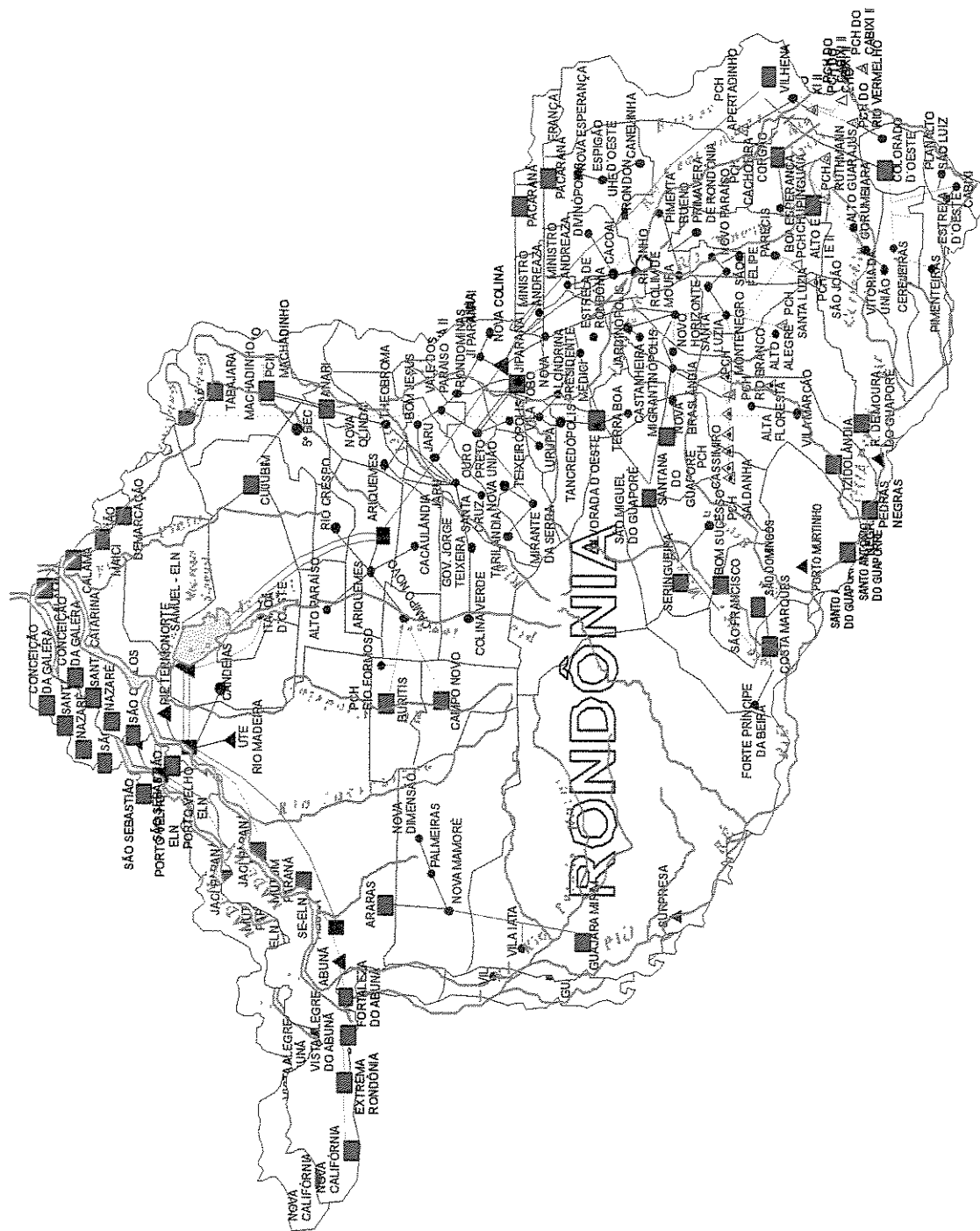


Figura A.5 – Sistemas Isolados de Rondônia

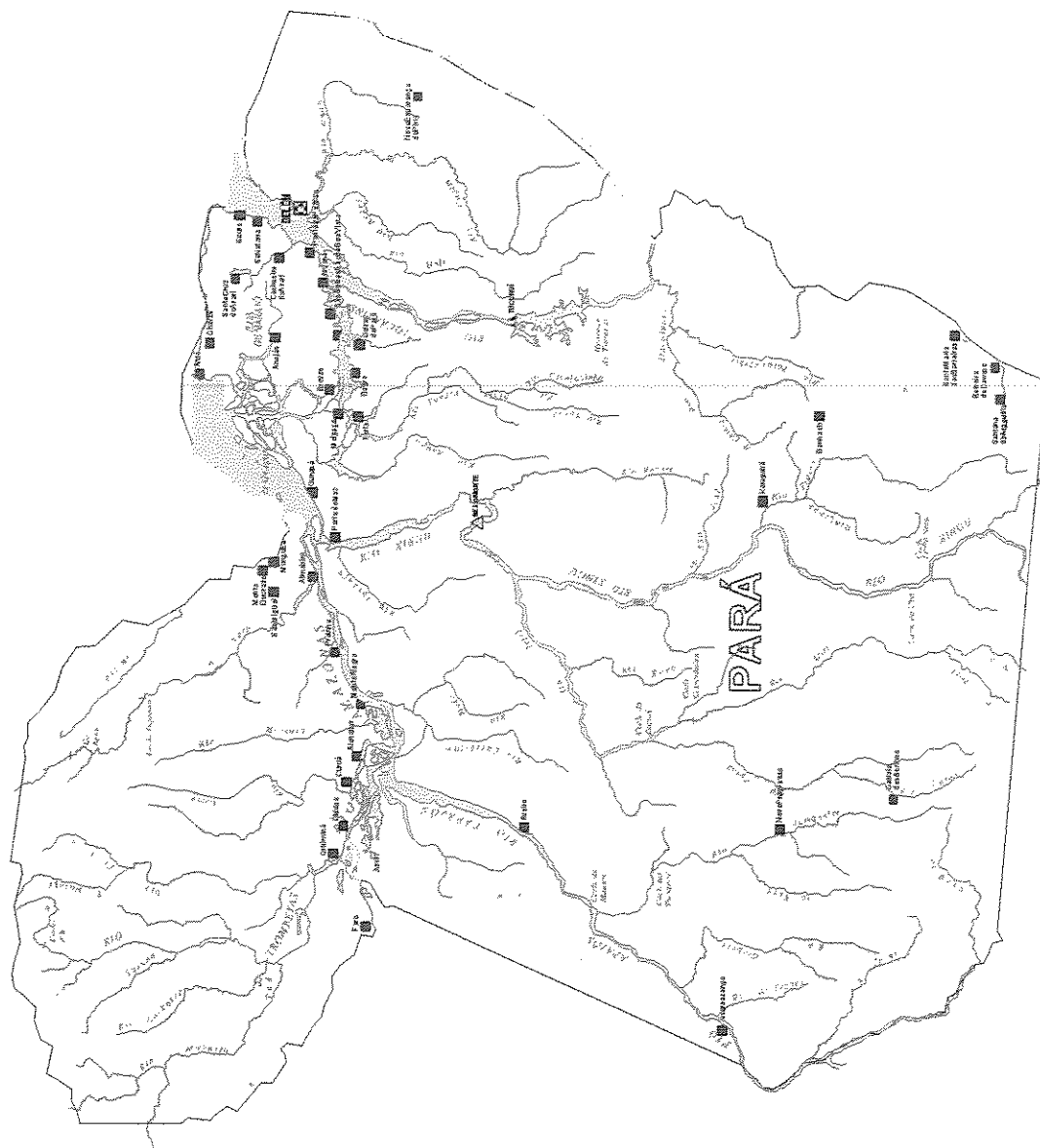


Figura A.6 – Sistemas Isolados do Pará

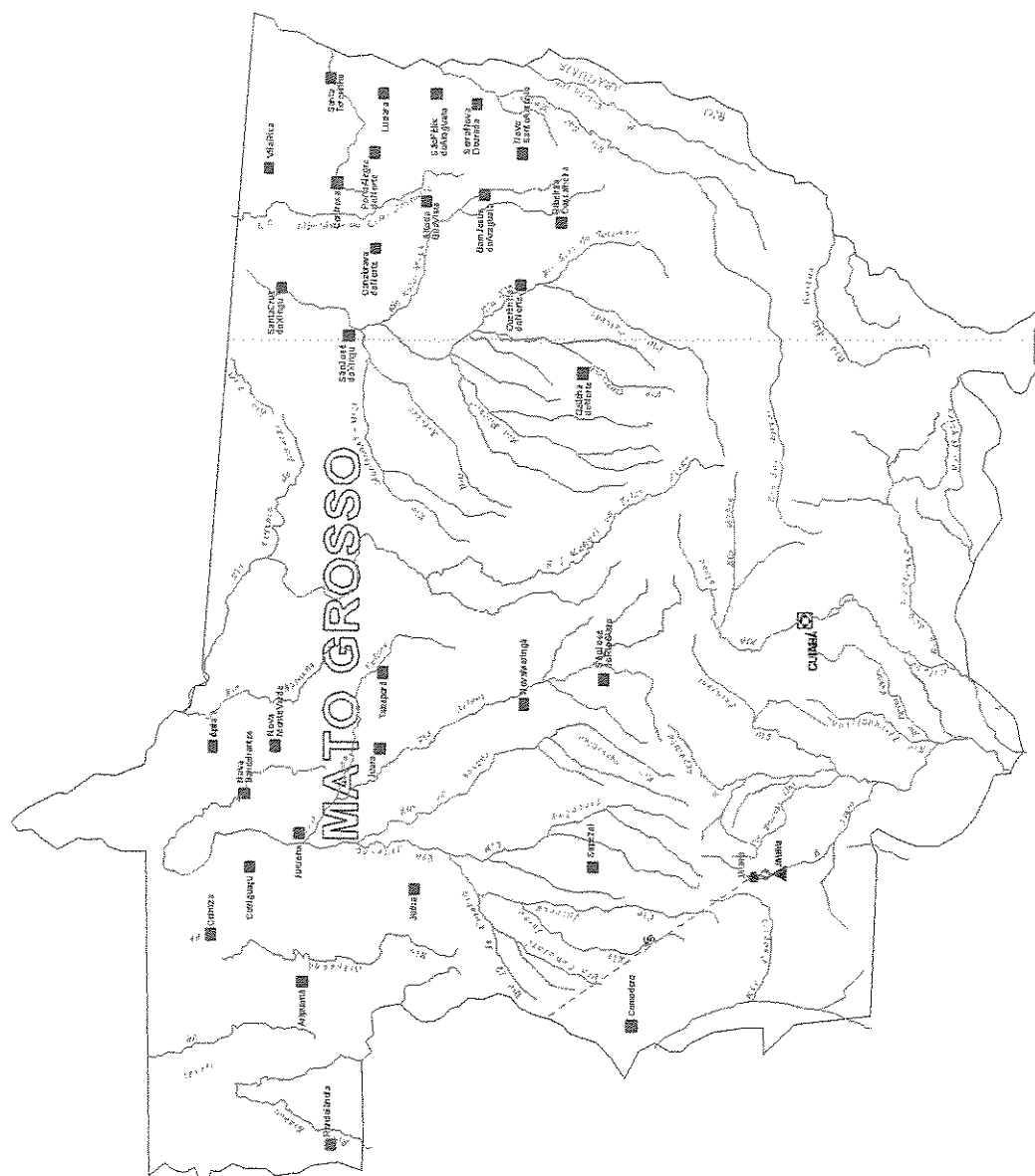


Figura A.7 – Sistemas Isolados do Mato Grosso

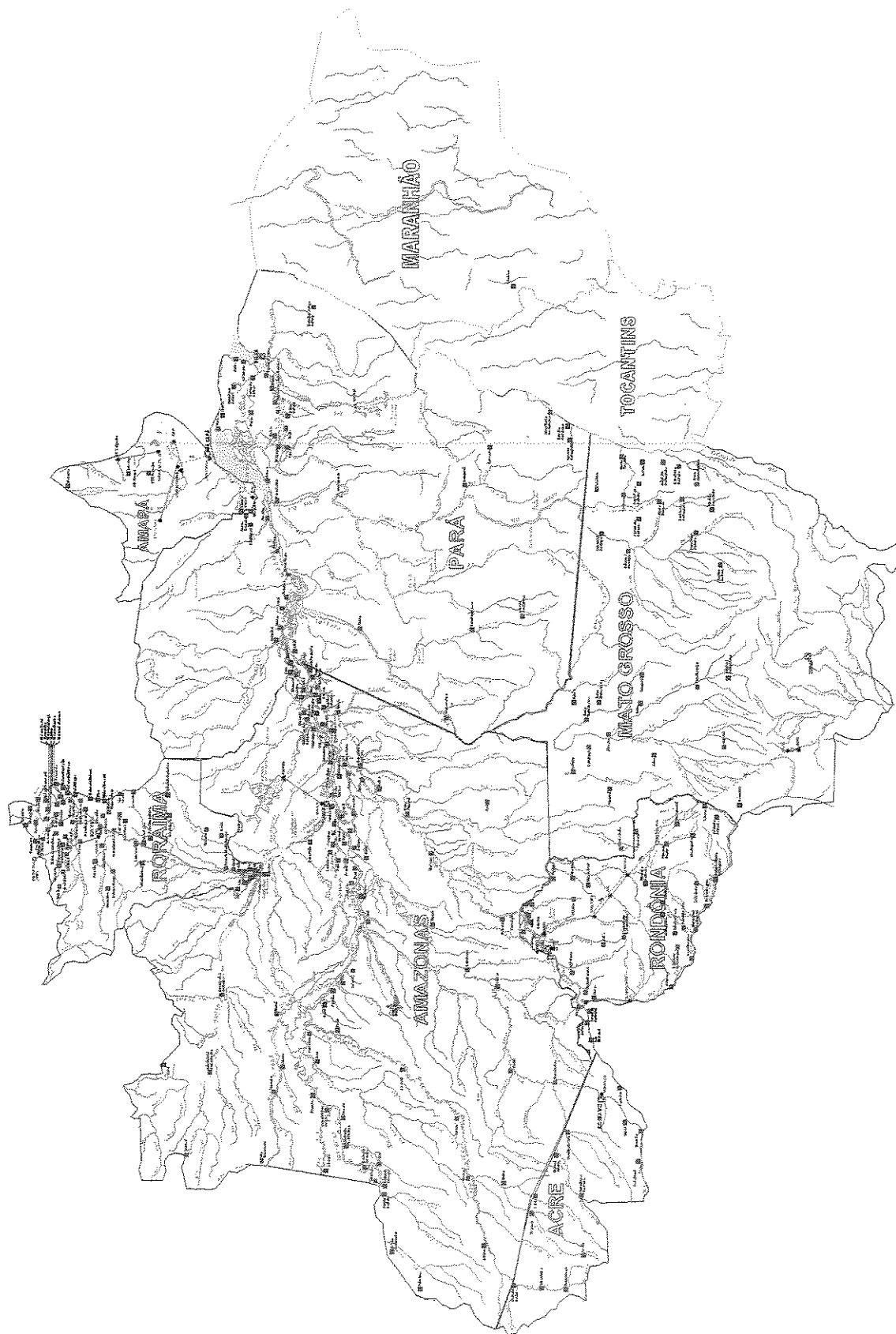


Figura A.8 – Sistemas Elétricos Isolados da Amazônia

ANEXO B
INVESTIMENTOS PRESVISTOS PARA A LT
TUCURUÍ - MANAUS TUCURUÍ - MANAUS - MACAPÁ

Tabela B.1 – Investimentos previstos para a Interligação Tucuruí – Manaus – Macapá.

INVESTIMENTOS	US\$ x Mil
SUBESTAÇÕES	541.035,55
- SE Tucuruí	3.151,00
- SE Xingu	97.891,90
- SE Jurupari	105.772,64
- SE Oriximiná	101.263,00
- SE Itapiranga	95.567,13
- SE Cariri	106.096,66
- SE Monte Dourado	14.371,78
- SE Macapá	16.921,44
LINHAS DE TRANSMISSÃO	453.590,00
- Tucuruí – Manaus: LT 500 kV, CS, 4#954 MCM/Fase – 1.430km	312.550,00
- SE Jurupari – Macapá: LT 230 kV, CS, 2#795 MCM/Fase – 315km	36.540,00
- Travessia do rio Amazonas	72.000,00
- Acessos + apoio rodoviário	32.500,00
TOTAL	994.625,55

Fonte: Eletronorte, 2003.

ANEXO C

**LOCALIDADES DO ESTADO DO AMAZONAS QUE PODERÃO
SER ATENDIDAS PELO EMPREENDIMENTO LT
TUCURUÍ - MANAUS - MACAPÁ**

Tabela C.1: Localidades do Amazonas que poderão ser atendidas pela LT Tucuruí-Manaus-Macapá.

LOCALIDADES	PONTA DE		POPULA ÇÃO (hab)	CONSUMO DE		ENERGIA		FATURAMEN TO (R\$)	ARRECADADA ÇÃO (R\$)
	CARGA (kW)			COMBUSTÍ VEL (m ³)	GERADA (kWh)	GERADA (kWh)	VENDIDA (kWh)		
Parintins	11.302		94.197	17.434	57.680.099	29.008.251	8.607.079,20	8.305.177,77	
Maués	3.650		40.832	5.877	19.559.172	11.010.200	3.281.164,15	3.670.813,07	
Boa Vista do Ramos	788		11.197	1.478	4.782.400	1.425.718	401.267,86	362.005,54	
São Sebastião do Uatumã	566		7.831	999	2.934.258	1.643.905	419.029,72	349.034,78	
Urucará	1.347		18.638	2.262	6.556.202	3.887.275	941.449,53	876.474,53	
Itapiranga	860		7.618	1.307	3.930.697	2.820.893	722.234,23	655.521,66	
Silves	525		8.144	897	2.653.444	1.725.272	556.779,04	522.174,44	
Itacoatiara	16.457		74.120	5.730	69.016.242	34.335.346	9.171.554,13	8.693.371,86	
Rio Preto da Eva	1.277		21.664	-	8.212.800	4.549.423	1.138.278,06	1.082.510,46	
TOTAL GERAL	36.772		284.241	35.984	175.325.314	90.406.283	25.238.835,92	24.517.084,11	

Fonte: CEAM, 2003.

ANEXO D

**LOCALIDADES DO ESTADO DO AMAZONAS QUE PODERÃO
SER ATENDIDAS PELO EMPREENDIMENTO
GASODUTO COARI - MANAUS**

Tabela D.1: Localidades do Amazonas que poderão ser atendidas pelo Gasoduto Coari – Manaus.

LOCALIDADES	PONTA DE		POPULAÇÃO (hab)	CONSUMO DE		ENERGIA		ENERGIA VENDIDA (kWh)	FATURAMENTO (R\$)	ARRECADACÃO (R\$)
	CARGA (kW)			COMBUSTÍVEL (m³)	GERADA (kWh)					
Codajás	2.225		18.370	3.070	10.324.431		5.469.084		1.424.037,31	1.256.627,18
Coari	6.020		70.918	10.278	34.359.605		17.752.723		4.283.950,61	4.195.388,42
Caarapiranga	420		9.702	718	2.098.577		1.354.361		325.738,97	291.755,65
Anamá	592		6.718	822	2.624.565		986.082		240.214,82	221.338,70
Anori	899		11.627	1.662	5.571.529		3.054.306		769.931,93	710.162,76
Manacapuru	10.290		76.210	16.922	59.265.452		30.299.188		8.558.282,66	7.059.975,74
Iranduba	7.427		34.718	8.102	37.865.00		18.949.652		4.653.094,97	4.526.521,37
TOTAL GERAL	27.873		228.263	41.574	152.110.038		77.865.396		20.255.251,27	18.261.769,82

Fonte: CEAM, 2003.