

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

USP

PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

PIPGE

(EP/FEA/IEE/IF)

A DINÂMICA EXCLUDENTE DO SISTEMA ELÉTRICO

PARAENSE

MARCOS VINICIUS MIRANDA DA SILVA

São Paulo

2005

MARCOS VINICIUS MIRANDA DA SILVA

A DINÂMICA EXCLUDENTE DO SISTEMA ELÉTRICO
PARAENSE

Tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-graduação em energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Instituto de Física / Faculdade de Economia e Administração) para a obtenção do título de Doutor em Energia

Orientador: Prof. Dr. Célio Bermann

São Paulo

2005

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

FICHA CATALOGRÁFICA

SILVA, Marcos Vinicius Miranda da.

A dinâmica excludente do sistema elétrico paraense./Marcos Vinicius Miranda da Silva; orientador: Prof. Dr. Célio Bermann – São Paulo, 2005.
308p. : il.; 30cm.

Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Sistema elétrico 2. Energia elétrica 3. Atendimento elétrico 4. Estado do Pará I. Título

(...). E em determinado sentido todas as ações são ainda estúpidas, pois o mais elevado grau de inteligência humana que pode hoje ser atingido será certamente ultrapassado: então todos os nossos atos e juízos parecerão, em retrospecto, tão limitados e precipitados como nos parecem hoje os atos e juízos de povos selvagens e atrasados. – Compreender tudo isso pode causar dores profundas, mas depois há um consolo: elas são as dores do parto. (...)

Friedrich Nietzsche (Humano, demasiado humano: um livro para espíritos livres: Aforismo 107. Trad. Paulo César de Souza – Companhias das Letras, 2000).

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Célio Bermann pela orientação, confiança e compreensão dispensadas ao longo do desenvolvimento deste estudo.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro, na forma de bolsa de estudo.

Ao auxílio prestado por pessoas e instituições, que forneceram algumas informações fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho, em especial: Ana Lúcia de S. Alves e Maria Selma F. Castro (Agência de Desenvolvimento da Amazônia – ADA), Marco Antônio Marques da Silva (Secretaria Executiva de Planejamento do Estado do Pará – SEPLAN), Zaire Filho (Assessoria de Comunicação das Centrais Elétricas do Pará – CELPA), moradores das comunidades Travessa C, em Santo Antônio do Tauá, Praia Grande, em Ponta de Pedras, e Vila Soledade, em Moju e Secretaria Especial de Estado de Infra-estrutura do Estado do Pará (SEINFRA).

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	1
1.0 – Objetivos da pesquisa	1
2.0 – Justificativa da temática abordada	1
3.0 – Hipótese e método utilizado	3
4.0 – A sistematização da pesquisa	4
5.0 – A relevância social	5
6.0 – A relevância científica	5
7.0 – A estrutura da pesquisa	8
CAPÍTULO I: OS SISTEMAS ENERGÉTICOS EM PERSPECTIVA	10
1.1 – A importância do conceito de sistema energético	10
1.2 – Interdependência dos sistemas energéticos	16
1.3 – Os impactos ambientais do sistema elétrico	25
1.3.1 – O efeito estufa	26
1.3.2 – A chuva ácida	32
1.3.3 – A poluição do ar	34
1.3.4 – Os problemas socioambientais associados às hidrelétricas	37
1.3.5 – Os riscos das plantas nucleares	38
1.4 – A expansão do sistema elétrico pelo mundo	40
1.4.1 – A estruturação do sistema elétrico moderno	40
1.4.2 – Ascensão e queda do controle estatal sobre o sistema elétrico	43
1.4.3 – A substituição das fontes energéticas na geração de energia elétrica	49
a) O aumento da participação dos derivados de petróleo	50
b) O aumento da participação da fonte nuclear	50
c) O aumento da participação do gás natural	56
d) O aumento da participação das outras fontes energéticas novas e renováveis	63
e) As perspectivas no segmento de geração	65
CAPÍTULO II: UMA HISTÓRIA SOBRE A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PARAENSE	67
2.1 – Algumas características gerais do Pará	67
2.2 – Antes do advento da energia elétrica	70
2.2.1 – O contexto socioeconômico	70
2.2.2 – A expansão do serviço público de iluminação a gás	72
2.3 – A estruturação do sistema elétrico paraense	74
2.3.1 – O contexto socioeconômico	74
2.3.2 – Os primeiros passos do serviço público de energia elétrica	75
2.4 – O sistema elétrico no interior do Estado	82
2.4.1 – O contexto socioeconômico	82
2.4.2 – A chegada do serviço público de energia elétrica a outros municípios	84
2.5 – A estatização total do sistema elétrico paraense	86
2.5.1 – O contexto socioeconômico	86
2.5.2 – A estatização da Pará Electric Railways and Lighting Company e a constituição da CELPA	88

2.6 – A intervenção do governo federal no sistema elétrico paraense	95
2.6.1 – O contexto socioeconômico	95
2.6.2 – A mudança na matriz de geração de energia elétrica	99
2.7 – A crise do sistema elétrico paraense	105
2.7.1 – O contexto socioeconômico	105
2.7.2 – Endividamento e expansão do sistema elétrico paraense	107
2.8 – O processo de privatização no Pará	113
2.8.1 – O contexto socioeconômico	113
2.8.2 – A privatização da CELPA	115
2.9 – A paralisação do processo de privatização	122
2.9.1 – O contexto socioeconômico	122
2.9.2 – O controle misto do sistema elétrico	123
CAPÍTULO III: O PARADOXO ELÉTRICO PARAENSE	130
3.1 – O potencial para a geração de energia elétrica	131
3.1.1 – O potencial hidrelétrico	131
3.1.2 – O potencial da biomassa	133
a) Os óleos vegetais	133
Óleo de dendê (palma)	133
Óleo de buriti	135
Óleo de babaçu	137
Óleo de Copaíba	137
Óleo de andiroba	138
Óleo de ucuúba	139
b) A lenha e os resíduos florestais	139
A lenha nativa e plantada	139
Os resíduos florestais	141
3.1.3 – Os potenciais solar e eólico	142
a) O potencial solar fotovoltaico	142
b) O potencial eólico	143
3.1.4 – As fontes não-renováveis	145
a) Carvão e turfa	145
b) Petróleo, gás natural e folhelhos oleígenos	146
3.2 – Os índices de atendimento elétrico no Estado do Pará	146
CAPÍTULO IV: OS ELEMENTOS QUE POTENCIALIZAM A DINÂMICA EXCLUDENTE DO SISTEMA ELÉTRICO PARAENSE	156
4.1 – A fisiografia adversa	157
4.2 – A expansão demográfica acelerada	160
4.3 – A maximização do lucro na oferta de eletricidade	169
4.4 – A crise econômico-financeira da CELPA	176
4.5 – A preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado	185
4.6 – Os elevados custos e tarifas da energia elétrica	186
4.7 – A omissão e a ineficiência do poder público	193
4.8 – O descaso para com a eletrificação rural	200
CAPÍTULO V: AS POLÍTICAS DE ATENDIMENTO ELÉTRICO EM CURSO NO PARÁ	204
5.1 – O comportamento da CELPA	205
5.2 – O modelo de inserção regional	208
5.3 – O paradigma do atendimento elétrico descentralizado	217
5.4 – A universalização do serviço público de energia elétrica	226

CAPÍTULO VI: REPENSANDO AS POLÍTICAS DE ATENDIMENTO ELÉTRICO	236
6.1 – Reestruturando o atendimento elétrico rural	236
6.2 – Intervindo na dinâmica excludente do sistema elétrico	245
6.2.1 – Aumentando a eficiência no atendimento elétrico rural	245
6.2.2 – Aportando mais recursos para a eletrificação rural	245
6.2.3 – Preservando o equilíbrio econômico-financeiro da CELPA	247
6.2.4 – As estratégias de redução dos custos da energia elétrica	249
6.2.5 – A integração entre as políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento	252
6.2.6 – Mantendo a expansão demográfica sob controle	255
CONCLUSÕES	259
BIBLIOGRAFIA	268
APÊNDICES	

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução do preço médio do barril de petróleo nos Estados Unidos.	18
Figura 2: Produção mundial de petróleo entre 1970 e 1990.	21
Figura 3: Quantidade de emissão de CO ₂ evitada pela substituição da lenha pelo carvão.	27
Figura 4: Emissões de enxofre entre 1850 e 1990.	33
Figura 5: Projeções para as emissões de enxofre até 2100.	33
Figura 6: As tarifas médias residenciais em alguns países que liberalizaram o sistema elétrico.	48
Figura 7: Unidades nucleares conectadas anualmente à rede elétrica no mundo.	53
Figura 8: Reservas mundiais de gás natural.	57
Figura 9: Participação das fontes energéticas na geração de energia elétrica.	65
Figura 10: A localização do Estado do Pará no território nacional.	68
Figura 11: Evolução do preço da borracha entre 1910 e 1920.	82
Figura 12: Valor da produção no Estado do Pará entre 1939 e 1970.	88
Figura 13: Geração bruta de energia elétrica a partir de hidrelétricas no Brasil (GWh).	132
Figura 14: Médias anuais da irradiação solar global no Estado do Pará.	142
Figura 15: Velocidades dos ventos no Estado do Pará.	143
Figura 16: Potência que pode ser fornecida por uma turbina eólica AN BONUS 300 kW/33-2 no Estado do Pará.	144
Figura 17: Participação no consumo de energia elétrica no Estado do Pará em 2003.	147
Figura 18: Participação das diversas classes no consumo residencial de eletricidade em 1996.	148
Figura 19: Correlação entre o IDH e o consumo residencial per capita em 2000.	152
Figura 20: Percentual dos domicílios rurais eletrificados no Brasil.	153
Figura 21: Densidade demográfica nas mesorregiões do Estado do Pará em 2003.	157
Figura 22: A rede hidrográfica do Estado do Pará.	158
Figura 23: A evolução da população no Estado do Pará entre 1895 e 2003.	161
Figura 24: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1910 e 1920.	162
Figura 25: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1920 e 1940.	163
Figura 26: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1940 e 1970.	164
Figura 27: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1970 e 1980.	165
Figura 28: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1980 e 2002.	166
Figura 29: Incremento anual de domicílios permanentes e consumidores residenciais.	167
Figura 30: Comportamento da liquidez imediata da CELPA entre 1970 e 2002.	180

Figura 31: Comportamento da liquidez seca e corrente da CELPA entre 1970 e 2002.	181
Figura 32: Liquidez geral e a garantia de capital de terceiros da CELPA entre 1970 e 2002.	182
Figura 33: O grau de endividamento geral da CELPA entre 1970 e 2002.	183
Figura 34: A rentabilidade do capital próprio da CELPA entre 1970 e 2002.	184
Figura 35: Percentual de habitantes urbanos e rurais com energia elétrica no País em 2000.	200
Figura 36: Municípios atendidos pelas redes interligada e isolada em julho de 2002.	206
Figura 37: Instalações do PRODEEM no Brasil.	221
Figura 38: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica deverá ser alcançada até 2004.	229
Figura 39: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica deverá ser alcançada até 2006.	230
Figura 40: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso à iluminação elétrica deverá ser alcançada até 2008.	231
Figura 41: Estimativa do incremento de novos domicílios urbanos nos municípios Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí.	232
Figura 42: Tendência do crescimento dos domicílios particulares permanentes até 2008.	233
Figura 43: Tendência do processo de urbanização no Estado do Pará até 2008.	234
Figura 44: Projeção para o alcance da universalização no Pará	247
Figura 45: Taxas de crescimento populacional e domiciliar no Estado do Pará.	256

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Contribuição das importações de petróleo e derivados no desequilíbrio da balança comercial brasileira.	23
Tabela 2: Evolução Mundial do consumo de energia, emissões de CO ₂ , população e PIB.	28
Tabela 3: Emissões americanas de SO ₂ e NO _x em 1999.	34
Tabela 4: Preços médios da energia elétrica nos Estados Unidos (Cents/kWh).	45
Tabela 5: Geração de energia elétrica a partir das outras fontes energéticas novas e renováveis nos cinco maiores produtores mundiais em 2002 - TWh.	63
Tabela 6: Custos de algumas fontes energéticas renováveis em dólar de 1998.	64
Tabela 7: Evolução do PIB paraense entre 1939 e 1970 em milhares de dólares.	87
Tabela 8: Recursos previstos para liberação pela SPVEA em milhões de dólares.	91
Tabela 9: Geração, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1960 e 1969 (GWh).	95
Tabela 10: Geração, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1970 e 1979 (GWh).	105
Tabela 11: Aportes de recursos para a construção da hidrelétrica de Tucuruí.	110
Tabela 12: Geração, importação, exportação, oferta e consumo de energia elétrica no Estado do Pará entre 1980 e 1989 (GWh).	112
Tabela 13: Geração, importação, exportação, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1990 e 1999 (GWh).	120
Tabela 14: Geração, exportação, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 2000 e 2003 (GWh).	127
Tabela 15: O potencial hidrelétrico brasileiro em 2000 (MW).	131
Tabela 16: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de dendê no Estado do Pará por hectare colhido (MWh).	135
Tabela 17: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de buriti no Estado do Pará por hectare colhido (MWh).	136
Tabela 18: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de babaçu no Estado do Pará por hectare colhido (MWh).	137
Tabela 19: Potencial de geração de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos.	143
Tabela 20: Potencial de geração de energia elétrica de uma turbina AN BONUS 300 kW/33-2 no Estado do Pará.	145
Tabela 21: Comparação entre alguns indicadores de acesso ao serviço de energia elétrica.	150
Tabela 22: Estabelecimentos rurais com energia elétrica no Brasil.	154
Tabela 23: Alguns trechos de redes de transmissão no Estado do Pará.	160
Tabela 24: Recursos financeiros envolvidos no programa LUZ NO CAMPO.	170
Tabela 25: Índice de atendimento elétrico domiciliar no Estado do Pará em 1973.	171
Tabela 26: Alguns indicadores de desenvolvimento socioeconômico no Estado do Pará em 1970.	172

Tabela 27: Alguns indicadores de desenvolvimento socioeconômico no Estado do Pará em 2000.	173
Tabela 28: Índices de atendimento elétrico domiciliar no Estado do Pará em 2000.	175
Tabela 29: Consumidores atendidos pela CELPA	186
Tabela 30: Tarifas médias de energia elétrica praticadas pela CELPA (US\$/MWh).	190
Tabela 31: Energia adquirida e tarifa média de suprimento paga pela CELPA	191
Tabela 32: Principais produtos exportados pelo Pará em 2003 (milhões de dólares F.O.B).	197
Tabela 33: Comportamento do consumo de energia elétrica no Brasil em TWh.	211
Tabela 34: Alguns indicadores de desenvolvimento dos municípios que atualmente recebem a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos no Estado do Pará.	217
Tabela 35: Metas de atendimento estabelecidas pela CELPA pelo programa LUZ PARA TODOS no Estado do Pará.	240
Tabela 36: Investimentos realizados pela CELPA no sistema elétrico.	249

RESUMO

SILVA, M. V. M. da. **A dinâmica excludente do sistema elétrico paraense**. 2005. 289 p. Tese de doutorado – Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo.

O Estado do Pará é o quarto produtor e um grande exportador de energia elétrica no Brasil. Além disso, ele possui um elevado potencial energético para a geração de eletricidade a partir das fontes energéticas renováveis, com destaque para o potencial hidrelétrico, que está estimado em 61.096 MW. Paradoxalmente, em 2003, cerca de 27% da população paraense ou 1,8 milhão de habitantes não tinham acesso ao serviço público de energia elétrica. O atendimento elétrico deficiente nesse Estado é consequência da interação de oito elementos: fisiografia adversa, expansão demográfica acelerada, maximização dos lucros no fornecimento de eletricidade, crise econômico-financeira da Centrais Elétricas do Pará (CELPA), preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado, elevados custos e tarifas da energia elétrica, omissão e ineficiência do poder público e descaso para com a eletrificação rural, que criaram um contexto que tem potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico no território paraense. Através de observações e análises sobre esse sistema e suas interações, busca-se compreender como cada um desses elementos tem dificultado a elevação dos índices de atendimento elétrico no Pará, com o objetivo de propor diretrizes para facilitar o acesso da população paraense ao serviço público de energia elétrica. As análises desenvolvidas nesta pesquisa mostram que a universalização na zona rural será problemática nesse Estado. Para que as políticas de atendimento elétrico tenham êxito em elevar os índices de atendimento elétrico para níveis satisfatórios no menor tempo possível, elas precisam minimizar ou eliminar os efeitos dos elementos anteriormente mencionados. Entende-se que a criação de uma instituição federal (agência), com atuação descentralizada nas unidades da federação, para promover a universalização do serviço público de energia elétrica na zona rural, é indispensável.

Palavras-chave: sistema elétrico, energia elétrica, atendimento elétrico, Estado do Pará.

ABSTRACT

SILVA, M. V. M. da. **Paraense electric system's excluding dynamics**. 2005. 289 f. Work. Program of Post-graduate in Energy. Universidade de São Paulo.

The State of Pará is the fourth largest generator and a large electricity exporter in Brazil. Besides, it has a high energy potential for the generation of electricity from renewable energy sources, with emphasis for the hydroelectric potential that is estimated at 61,096 MW. Paradoxically, in 2003, about 27% of the population of that state – nearly 1.8 million people – did not have access to electricity public service. The non-supply of electricity in Pará is a consequence of the interaction of eight elements: adverse physiography, accelerated demographic expansion, maximization of the profits in electricity public service, Centrais Elétricas do Pará – CELPA's economic-financial crisis, preference for the model of centralized electricity supply, high costs and prices of electricity, government's omission and inefficiency, and negligence with respect to rural electrification. Those elements created a context that has been impeding the access to electricity public service of a part of the population. Through observations and analyses on the electric system of that state and their interactions, seeks to understand as each one of those elements makes difficult the increase of electricity supply indexes and to propose guidelines for facilitating the access to electricity public service of the paraense population. The analyses developed in this study show that the large problem for universalizing in that state is in the rural area. So that electricity supply policies have success in increasing electricity supply indexes for acceptable levels in the smallest possible time in the paraense territory, they must to minimize or to eliminate the effects of the elements previously mentioned. That can be reached – in a more efficient way – through the establishment of an agency for universalizing electricity public service in the rural area.

Keywords: electric system, electricity, supply of electricity, State of Pará.

INTRODUÇÃO

1.0 – Objetivos da pesquisa

Esta pesquisa tem como objeto de análise o sistema elétrico paraense. O conhecimento desse sistema, a demonstração da existência de um paradoxo elétrico no Pará, a identificação dos elementos que têm dificultado o acesso de parte da população ao serviço público de energia elétrica¹ nesse Estado, a análise dos aspectos positivos e negativos das políticas de atendimento elétrico em curso e a formulação de diretrizes para tornar essas políticas mais eficientes são os seus objetivos principais. Como objetivo secundário, tem-se a elaboração de um referencial teórico sobre os sistemas energéticos, com especial atenção para o sistema elétrico.

2.0 – Justificativa da temática abordada

Desenvolvimento é compreendido como uma mudança para melhor na condição de vida das pessoas. Isso significa que o atendimento elétrico é parte integrante desse processo, porque ele contribui para essa mudança, seja por proporcionar uma iluminação ambiental mais adequada, seja por criar a possibilidade de utilização de equipamentos elétricos, que facilitam as atividades diárias. Contudo, deve ser entendido que o acesso ao serviço público de energia elétrica não é o catalisador do desenvolvimento, porque outros suportes socioeconômicos também são necessários para garantir uma condição de vida melhor.

A COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO – CMMAD (1991) reforça esse ponto de vista ao assumir que o acesso à energia é somente uma das necessidades humanas essenciais, que precisam ser

¹ Nesta pesquisa, serviço público de energia elétrica e atendimento elétrico são entendidos como sinônimos, porque eles são proporcionados pelas concessionárias, diferenciando-se do auto-atendimento elétrico, no qual os consumidores geram energia elétrica para atender suas demandas.

atendidas pelas políticas de desenvolvimento e meio ambiente para que o desenvolvimento sustentável seja efetivado.

A carência de atendimento elétrico tanto impede uma melhoria na qualidade de vida como contribui indiretamente para a degradação ambiental em algumas situações. SILVA (1997) observa que muitas famílias residentes na ilha do Combu, município de Belém, Estado do Pará, utilizam baterias automotivas para atender suas demandas elétricas. Após o término da vida útil dessas baterias, elas passam a ser uma fonte de contaminação por metais pesados dos rios e igarapés.

Quando se observa que cerca de 40% da população mundial ainda não têm acesso à eletricidade (ZOMERS, 2001), tem-se a dimensão da complexidade que envolve universalizar o serviço público de energia elétrica, particularmente em países pobres.

O Pará é um dos maiores produtores e exportadores de energia elétrica do País, além de possuir um elevado potencial para a geração dessa fonte energética, porém mais de um quarto de sua população ainda não é atendida pela Centrais Elétricas do Pará (CELPA). Em 2003, por exemplo, existiam 392,6 mil domicílios particulares permanentes² e uma população em torno de 1,8 milhão de habitantes³ sem acesso ao serviço público de energia elétrica no território paraense.

A manutenção desse paradoxo é inaceitável, pois uma melhor condição de vida está sendo negada para milhares de pessoas. Apesar das dificuldades existentes, atender as demandas dessa população é uma meta que precisa ser atingida, porque isso representa uma importante contribuição para o desenvolvimento sustentável. Este é o principal elemento motivador desta pesquisa.

² Esse número de domicílios foi calculado a partir da subtração dos domicílios particulares permanentes existente em 2003 e dos consumidores residenciais atendido pela CELPA nesse mesmo ano. Como a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), exclui do seu levantamento os domicílios rurais dos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima, uma curva de tendência foi elaborada a partir dos Censos Demográficos 1991 e 2000 e da Contagem de População 1996, também divulgados pelo IBGE, para estimar o número de domicílios particulares permanentes existente no Estado do Pará em 2003. Essa curva é representada pela seguinte equação: $y = 172,3X^2 + 38721X + 903420$.

³ Essa estimativa considera uma média de 4,51 moradores por domicílio particular permanente em 2003. Ela foi calculada através de uma curva de tendência obtida a partir de informações sobre a média de moradores por domicílio particular permanente em 1991, 1996 e 2000 fornecida pelo IBGE. Essa curva é representada pela equação: $y = 0,001X^2 - 0,071X + 5,26$.

3.0 – Hipótese e método utilizado

Oferta deficiente de energia elétrica, maximização do lucro por parte da CELPA e modelo de atendimento elétrico centralizado são hipóteses comumente levantadas para explicar os índices relativamente baixos de atendimento elétrico no Pará.

A primeira delas é refutada pelo fato de esse Estado ser o quarto maior produtor e um dos grandes exportadores de energia elétrica no território nacional, condição que seria impossível de ser alcançada com uma oferta deficiente dessa fonte energética.

A segunda hipótese pode ser comprovada apenas parcialmente, pois é fato que as demandas da população deixam de ser atendida pelas concessionárias quando o custo do serviço público de energia elétrica supera a receita que pode ser obtida através dele. Em outras palavras, a CELPA não se sente estimulada a promover o atendimento elétrico de algumas regiões, porque ela não terá retorno para os investimentos realizados. Entretanto, percebe-se que a maximização do lucro constitui-se um problema para a elevação dos índices de atendimento elétrico somente quando o poder público é omissivo. Isso significa que ela jamais pode ser causa única para esse problema.

A hipótese do modelo de atendimento elétrico centralizado é contraditória, porque esse modelo é responsável pelo fornecimento de eletricidade para a maior parte da população paraense. Em função disso, ele também não pode ser visto como a causa do problema. O que parece ser uma barreira para a elevação dos índices de atendimento elétrico é a ênfase que lhe tem sido dada.

Provavelmente a dificuldade de acesso ao serviço público de energia elétrica no Pará é consequência de um contexto, que tem potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense. Observações prévias desse sistema e o conhecimento de algumas características socioeconômicas desse Estado sugerem que tal contexto é formado pelos seguintes elementos em interação: fisiografia adversa, expansão demográfica acelerada, maximização do lucro na oferta de eletricidade, endividamento excessivo da CELPA, preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado, elevados custos e tarifas da energia elétrica, omissão e ineficiência do poder público e descaso para com a eletrificação rural.

A comprovação ou não dessa hipótese será realizada a partir de observações e análises mais aprofundadas do sistema elétrico paraense, com o suporte do conhecimento teórico obtido em vários campos da Ciência. Esse método é denominado de empírico-intuitivo (VON BERTANLAFFY, 1975).

4.0 – A sistematização da pesquisa

O desenvolvimento desta pesquisa teve como ponto de partida a elaboração de uma estrutura preliminar, constituída por seis eixos inter-relacionados entre si para atender aos objetivos propostos, com a finalidade de orientar as atividades de levantamento, coleta e análise das informações.

O primeiro eixo tratou da elaboração de um referencial teórico sobre as características principais dos sistemas energéticos: organização, interação e expansão. Ênfase foi dada ao sistema elétrico, com a finalidade de subsidiar o desenvolvimento da temática abordada.

O segundo eixo concentrou-se no conhecimento do sistema elétrico paraense, particularmente em relação à organização, interação e expansão desse sistema ao longo do tempo. Uma pesquisa histórica foi utilizada como suporte.

O terceiro eixo deteve-se na demonstração de que existe um grande paradoxo elétrico no Pará. O desenvolvimento desse eixo ocorreu a partir da quantificação do potencial e capacidade de geração de energia elétrica, bem como através da construção de indicadores de atendimento elétrico.

O quarto eixo procurou identificar os elementos que têm dificultado o acesso de parte da população ao serviço público de energia elétrica no Pará e analisar como eles interferem na elevação dos índices de atendimento elétrico nesse Estado.

O quinto eixo centrou-se na análise das políticas de atendimento elétrico que estão sendo implementadas no território paraense, com ênfase para seus aspectos positivos e negativos.

O último eixo tratou da elaboração de diretrizes para proporcionar maior eficiência ao atendimento elétrico, tendo como fundamentação teórica o conhecimento adquirido a partir das linhas de pesquisas anteriores e da percepção intuitiva do autor sobre a temática abordada.

As informações necessárias para o desenvolvimento desses eixos foram obtidas a partir das seguintes atividades:

- Levantamento e coleta de informações em publicações variadas, incluindo livros técnicos, artigos científicos, artigos de jornal, microfilmes, teses e dissertações, documentos legislativos, relatórios técnicos, documentos eletrônicos. Essas atividades ficaram concentradas nas bibliotecas da Universidade de São Paulo (USP), da Universidade Federal do Pará (UFPA), da Secretaria Executiva de Ciência Tecnologia e

Meio Ambiente (SECTAM), da Agência de Desenvolvimento da Amazônia (ADA), do Centro Cultural Tancredo Neves (CENTUR), do Arquivo Público do Pará. Além do setor de microfilmagem do CENTUR.

- Levantamento e coleta de informação junto à Centrais Elétricas do Pará (CELPA), à Secretaria Executiva de Planejamento do Estado do Pará (SEPLAN) e à Secretaria Especial de Infra-estrutura (SEINFRA).
- Trabalho de campo nas comunidades da Travessa C (município de Santo Antônio do Tauá), de Praia Grande (município de Ponta de Pedras) e da Vila Soledade (município de Moju), com o objetivo de obter informações sobre os projetos de atendimento elétrico rural descentralizado junto aos moradores dessas comunidades.
- Análise e tabulação de todas as informações obtidas.

5.0 – A relevância social

Acredita-se que o conhecimento aprofundado dos elementos que têm dificultado o acesso de parte da população paraense ao serviço público de energia elétrica proporcionará mais eficiência às políticas de atendimento elétrico, porque medidas poderão ser implementadas para minimizar ou eliminar os seus efeitos. Conseqüentemente, as demandas poderão ser atendidas de forma mais acelerada.

6.0 – A relevância científica

A produção científica sobre o atendimento elétrico no Estado do Pará está concentrada na oferta de energia elétrica, particularmente na construção de grandes hidrelétricas e no aproveitamento das fontes energéticas renováveis para atender áreas distantes da rede elétrica ou substituir o óleo Diesel na geração de eletricidade.

Um dos primeiros trabalhos a enfatizar a oferta de energia elétrica como solução para a carência de atendimento foi desenvolvido pelo Instituto de Desenvolvimento Econômico-Social do Pará (IDESP), com o título de “Diagnóstico do Setor Energético do Estado do Pará”, em 1974.

Em síntese, esse relatório analisa o sistema elétrico paraense a partir de sua expansão ao longo do tempo. Em total alinhamento com a postura adotada pelo governo federal na época, o aproveitamento do potencial hidrelétrico do Pará, com o objetivo de atender os pólos de desenvolvimento implantados nesse Estado, é apresentado como

solução, pois se pressupõe que a causa da carência de atendimento elétrico é a geração térmica, concentrada na utilização de derivados de petróleo e lenha (IDESP, 1974).

A partir da criação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) em 1973, a questão do atendimento das demandas passou a ter uma conotação regional, que ainda predomina nos dias atuais. Os trabalhos de LLANO (1981), ELETRONORTE (1988a), POOLE et al. (1990)⁴ apresentam esse tipo de abordagem. Como resultado, as peculiaridades do sistema elétrico paraense têm sido diluídas⁵.

Embora todos esses trabalhos analisem a carência de atendimento elétrico como um problema relacionado apenas à oferta de eletricidade, POOLE et al. (1990) identificam alguns elementos econômico-financeiros, institucionais e ambientais, que têm dificultado o acesso da população à energia na Amazônia. Entre os quais, destacam-se: a desorganização do sistema elétrico regional, os déficits nas distribuidoras e os impactos ambientais provocados pela construção de hidrelétricas na região.

BAHIA (1993) mantém o enfoque regional sobre a carência de atendimento elétrico. Entretanto, ele enriquece o debate ao utilizar indicadores baseados em elementos demográficos e energéticos para caracterizar o paradoxo elétrico da Região Norte. Para esse autor, o modelo de oferta implantado nessa região, que prioriza o aproveitamento hidrelétrico, é a causa do problema.

ARROYO (1995) faz um diagnóstico da carência de atendimento e do reduzido consumo de energia elétrica no Pará, utilizando o índice de não-atendimento elétrico residencial, o per capita elétrico residencial e o per capita elétrico total. Ele identifica o modelo de oferta baseado no aproveitamento hidrelétrico, o baixo nível de desenvolvimento socioeconômico estadual, as grandes distâncias entre os locais de geração e consumo de energia elétrica, as barreiras fisiográficas e a falta de planejamento como fatores que têm dificultado o atendimento elétrico e o aumento do consumo de eletricidade por parte da população nesse Estado.

O resgate da análise do atendimento elétrico a nível estadual e a percepção de que os aspectos socioeconômicos, as grandes distâncias, a fisiografia e a inexistência de planejamento contribuem para manter relativamente baixos os índices de atendimento e de consumo de energia elétrica no território paraense são as principais contribuições desse

⁴ O enfoque desse trabalho não está restrito apenas à energia elétrica.

⁵ Por ser uma concessionária que atua na esfera regional, a ELETRONORTE prefere usar os termos Sistema Interligado Norte/Nordeste e Sistemas Isolados.

autor. Entretanto, ele não analisa como cada um desses elementos tem dificultado à elevação dos índices de atendimento elétrico no Pará.

MAGALHÃES et al. (1996) consolidam a abordagem regional sobre aspectos econômicos, tecnológicos e socioambientais da energia na Amazônia⁶. Essa obra constitui-se de vários artigos de diversos autores, que foram apresentados no semimário internacional “A questão energética na Amazônia: avaliação e perspectiva sócio-ambientais”, que se realizou em setembro de 1994, em Belém, Estado do Pará.

A oferta de energia elétrica continua sendo apontada como a solução para o problema da carência de atendimento elétrico na região, como pode ser observada em ZYLBERSZTAJN (1996), LA ROVERE (1996), PINHO (1996), NOGUEIRA, L. (1996), DI LASCIO (1996a) e BAHIA (1996). Esses autores apresentam a descentralização da oferta de energia elétrica a partir do aproveitamento das fontes energéticas renováveis para atender pequenas demandas isoladas como um ponto de convergência.

A concepção de utilizar as fontes energéticas renováveis de forma descentralizada na Amazônia foi influenciada tanto pelo relatório “Nosso Futuro Comum”, da CMMAD, divulgado em abril de 1987, quanto pela Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (ECO – 92), que se realizou em junho de 1992, no Rio de Janeiro, uma vez que eles enfatizaram o uso das fontes energéticas renováveis para a promoção do desenvolvimento sustentável.

A partir da metade da década de 1990, alguns trabalhos começaram a abordar o uso das fontes energéticas renováveis para a geração descentralizada de energia elétrica, com o objetivo de atender demandas isoladas no Pará. VALE (1997) propõe o aproveitamento das fontes solar e eólica para o atendimento elétrico das comunidades de Praia Grande, no município de Ponta de Pedras, e de Tamaruteua, no município de Marapanim, enquanto LESSA (2003) propõe a utilização da biomassa, particularmente os resíduos das serrarias, através do processo de gaseificação para gerar energia elétrica, objetivando atender os municípios localizados na ilha do Marajó.

Há um consenso nesses trabalhos de que a carência de atendimento elétrico é um problema que pode ser solucionado parcial ou totalmente pelo lado da oferta. Se a hipótese levantada nesta pesquisa for confirmada, essa suposição deverá ser completamente

⁶ O artigo intitulado “Diretrizes para um programa energético no Estado do Pará” é o único a fazer uma abordagem sobre o problema do atendimento elétrico deficiente nesse Estado. Nele, NOGUEIRA, M. (1996) propõe a elaboração de uma política energética, sugerindo algumas diretrizes para a geração de pequeno e grande porte no território paraense.

descartada, o que dará um novo direcionamento para o conhecimento científico sobre esse tema.

Alguns autores utilizam apenas uma causa para explicar os índices relativamente baixos de atendimento elétrico no Pará; outros, embora identifiquem diversas causas, não estabelecem qualquer inter-relação entre elas. Nesta pesquisa, no entanto, procura-se mostrar que a dinâmica excludente do sistema elétrico é consequência de um contexto e não de elementos isolados. Logo, os elementos causadores desse problema estão em constante interação. Esse tipo de abordagem contribui para consolidar a concepção sistêmica e negar a concepção reducionista, que ainda é frequentemente encontrada na bibliografia.

Há pouco conhecimento sobre a forma de organização, interação e expansão dos sistemas elétricos estaduais, porque as análises estão concentradas nas esferas regional e nacional. Conseqüentemente, aspectos peculiares desses sistemas e importantes para o equacionamento de problemas relacionados ao atendimento elétrico têm sido negligenciados. Esta pesquisa procura preencher essa lacuna em relação ao sistema elétrico paraense.

7.0 – Estrutura da pesquisa

Esta tese é composta por seis capítulos: os sistemas energéticos em perspectiva, uma história sobre a expansão do sistema elétrico paraense, o paradoxo elétrico do Pará, os elementos que potencializam a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense, as políticas de atendimento elétrico em curso e repensando as políticas de atendimento elétrico. Além da introdução, conclusão e apêndices.

O capítulo I procura enfatizar alguns aspectos relevantes para a compreensão dos sistemas energéticos, com ênfase para o sistema elétrico. Esse capítulo é composto por quatro tópicos. O primeiro tópico faz uma análise conceitual, com o objetivo de mostrar a importância do conceito de sistema energético, em relação ao conceito de energia, para as análises sistêmicas. Em seguida, centra-se o foco sobre o sistema elétrico, enfatizando-se suas características. O segundo tópico procura mostrar como ocorrem as interações entre os sistemas energéticos e o sistema econômico, tomando a crise do sistema petrolífero que ocorreu na década de 1970 como referência. O terceiro tópico procura enfatizar a interação entre o sistema elétrico e o sistema ecológico, sendo ressaltados os principais impactos ambientais provocados pela produção e oferta de energia elétrica. O último tópico

apresenta uma breve história da expansão do sistema elétrico em âmbito mundial. Espera-se que, ao término desse capítulo, o leitor tenha um conhecimento teórico necessário para perceber as principais características do sistema elétrico.

O capítulo II apresenta uma história sobre a expansão do sistema elétrico paraense. Esse capítulo divide-se em dois tópicos. O primeiro tópico apresenta algumas características gerais do Pará, como forma de situar geograficamente o leitor. O último tópico mostra os vários períodos de expansão desse sistema, enfatizando os vínculos existentes entre esses períodos, a socioeconomia e a expansão do sistema elétrico nacional.

O capítulo III mostra toda a dimensão do paradoxo elétrico existente no Pará. Ele divide-se em dois tópicos. O primeiro ressalta que esse Estado possui um elevado potencial para a produção de energia elétrica, que lhe deu a condição de ser um dos maiores produtores e exportadores dessa fonte energética no País. O segundo tópico apresenta os índices relativamente baixos de atendimento elétrico existentes no território paraense.

O capítulo IV analisa a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense, mostrando como a fisiografia adversa, a expansão demográfica acelerada, a maximização do lucro na oferta de eletricidade, a crise econômico-financeira da CELPA, a preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado, os elevados custos e tarifas da energia elétrica, a omissão e a ineficiência do poder público e o descaso para com a eletrificação rural têm contribuído para dificultar o acesso de parte da população paraense ao serviço público de energia elétrica.

O capítulo V analisa as políticas de atendimento elétrico que estão em curso no Estado do Pará, procurando enfatizar seus aspectos positivos e negativos, além de verificar se elas são eficientes para modificar o quadro de exclusão.

O capítulo VI apresenta algumas diretrizes, elaboradas a partir das análises realizadas nos capítulos anteriores, que podem tornar as políticas de atendimento elétrico mais eficientes.

CAPÍTULO I

OS SISTEMAS ENERGÉTICOS EM PERSPECTIVA

A análise dos sistemas energéticos tem sido dificultada pela carência de conhecimento sobre os mesmos. No caso particular do sistema elétrico, ainda é comum compreendê-lo apenas como um conjunto de plantas de geração e redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A constatação desse problema acabou motivando a elaboração deste capítulo, no qual alguns aspectos considerados fundamentais à compreensão dos sistemas energéticos e de suas interações são analisados.

Ele inicia-se pela demonstração de que o conceito de energia tem pouca ou nenhuma utilidade e conduz a interpretações errôneas quando utilizado em análises sistêmicas. Por essa razão, propõe-se sua substituição pelo conceito de sistema energético. Posteriormente, analisa-se a propriedade de interdependência a partir da crise do sistema petrolífero ocorrida na década de 1970. Nessa análise, identificam-se os principais elementos dessa crise, bem como sua forma de propagação. Em seguida, analisam-se as interações estabelecidas entre os sistemas elétrico e ecológico, enfatizando-se alguns impactos ambientais. Finalmente, analisa-se a propriedade de reorganização a partir da expansão do sistema elétrico pelo mundo.

1.1- A importância do conceito de sistema energético

Os seres humanos não sobrevivem por muito tempo sem consumir uma quantidade mínima de energia na forma de alimentos. Consumos diários inferiores a 1.500 kcal levam

à degradação do corpo humano (DEBEIR et al., 1993). É essa característica que torna a espécie humana dependente de energia.

Nas sociedades mais pobres, a energia desempenha a função primordial de garantir a sobrevivência dos indivíduos. Sua utilização está praticamente restrita ao atendimento das necessidades mais básicas. As fontes energéticas consumidas são essencialmente biológicas. A biomassa, como a lenha e o esterco, é usada para a cocção de alimentos, iluminação e aquecimento das habitações, enquanto a energia fornecida por seres humanos e por animais está presente na agricultura de subsistência e no transporte dos alimentos. Nessas sociedades, tais fontes energéticas são predominantes, devido ao baixo nível de desenvolvimento econômico e tecnológico.

Nas sociedades mais ricas e mais complexas em termos de organização, a função da energia não é mais garantir as condições mínimas de sobrevivência, porque as necessidades energéticas básicas dos indivíduos estão satisfatoriamente atendidas. Nessas sociedades, o papel principal da energia consiste em manter e elevar o nível de prosperidade e bem-estar. Por outro lado, a natureza das fontes energéticas consumidas não é mais biológica, pois o consumo de petróleo, carvão, gás natural, urânio, predomina em suas matrizes energéticas primárias.

É fácil perceber que em qualquer sociedade a energia está presente no dia-a-dia de cada indivíduo e que ela é indispensável para o desenvolvimento das diversas atividades econômicas e sociais. Talvez seja por essa razão que FOLEY (1992) considera o conceito de energia um dos mais familiares.

Se a energia é vital à espécie humana e contribui para a prosperidade e bem-estar das sociedades, seus atuais padrões de produção⁷, transporte e consumo representam uma constante ameaça ao meio ambiente e, conseqüentemente, aos próprios seres humanos. Os resíduos das usinas nucleares, a intensificação do aquecimento global, a chuva ácida, os derrames de petróleo nos mares e oceanos, a poluição do ar nas grandes cidades, são conseqüências desses padrões.

Energia é um conceito específico a determinadas áreas do conhecimento. Por essa razão, ele torna-se limitado quanto é utilizado para a compreensão de objetos em áreas sistêmicas.

⁷ O termo conversão de energia é mais apropriado que os termos produção e geração de energia, quando se aborda a temática sobre sistemas energéticos. Porém, historicamente, esses últimos termos têm sido mais utilizados. Portanto, por serem mais familiares aos leitores, eles são mantidos nesta pesquisa.

A evolução da Física tem dado importantes contribuições para o entendimento do conceito de energia, mas elas ainda não são definitivas. Na Física Clássica, força e matéria, a primeira tratada como sinônimo de energia, eram os conceitos fundamentais utilizados para a compreensão dos fenômenos da natureza. Havia uma nítida distinção entre matéria e energia, caracterizada tanto pelas peculiaridades físicas, uma vez que energia era destituída de massa, como pelas leis que regiam essas duas entidades conceituais. A partir do momento em que novos aspectos da energia começaram a ser percebidos, tais como: o caráter indestrutível, a conservação em sistemas fechados, a existência em diversas formas, a resistência à alteração do movimento e a presença de massa, o conceito de energia tomou um novo rumo. Hoje, devido às contribuições da Física Contemporânea, sabe-se que existe uma equivalência entre energia e matéria. Em decorrência disso, o conceito de campo⁸ tornou-se fundamental.

Sabemos, com base na teoria da relatividade, que a matéria representa enormes reservatórios de energia e que energia representa matéria (...). Folgadoamente, a maior parte da energia está concentrada na matéria; mas o campo que circunda a partícula também representa energia, embora em quantidade incomensuravelmente menor. Poderíamos, portanto, dizer: Matéria é onde a concentração de energia é grande, e campo onde a concentração de energia é pequena. Mas se esse for o caso, então a diferença entre matéria e energia é mais quantitativa do que qualitativa. Não há sentido algum em se considerar matéria e energia como duas qualidades muito diferentes uma da outra. Não podemos imaginar uma superfície definida separando distintamente campo e matéria (EINSTEIN e INFELD, 1966, p. 197-198).

Embora todo esse extraordinário avanço do conhecimento científico tenha possibilitado maior compreensão de algumas peculiaridades da energia, esse conceito apresenta pouca ou nenhuma utilidade no contexto sistêmico. É bastante obscuro tentar visualizar as inter-relações que envolvem a oferta e o uso da energia nas sociedades, por exemplo, a partir de uma fórmula matemática, na qual energia é definida pela massa multiplicada pela velocidade da luz elevada ao quadrado.

Há também várias definições funcionais do conceito de energia que atendem necessidades de cada área específica do conhecimento. Assim, para a Física, energia é a capacidade de realizar trabalho, sendo este definido matematicamente pelo produto de

⁸ Para a Física, “campo significa ‘distribuição contínua de algumas condições predominantes, através de um contínuo’ onde a palavra ‘condição’ indica uma grandeza qualquer, que pode variar segundo o problema de que se trata” (D’ABRO, s.d., s.p. apud ABBAGNANO, 2000, p. 114).

aplicação de uma força pelo deslocamento do ponto sobre o qual ela foi aplicada. Para a Biologia, energia representa uma condição para o desenvolvimento, para a manutenção e para a perpetuação das espécies. Na Economia, energia é percebida como um fator de produção.

Apesar de ser bastante utilizado na literatura, o conceito funcional de energia, fornecido pela Física, pode conduzir a equívocos em áreas sistêmicas, por exemplo, quando se interpreta “trabalho” como sinônimo de atividade produtiva. Isso poderia levar alguém menos atento a concluir que a energia por si só é capaz de promover o crescimento econômico.

O estabelecimento de inter-relações pouco consistentes entre energia e desenvolvimento é muito comum. Nelas, a energia é capaz de reduzir a fome, elevar a expectativa de vida, impulsionar o crescimento econômico, garantir educação, saúde e segurança pública. Enfim, promover o desenvolvimento das sociedades. Por exemplo, SUÁREZ (1995) afirma que a energia tem um papel determinante sobre o índice de desenvolvimento humano (IDH), particularmente nos países pobres. FOLEY (1992) diz que a diferença entre sociedades com economias mais desenvolvidas e menos desenvolvidas foi criada quase totalmente pela disponibilidade relativa de energia nessas duas sociedades. GOLDEMBERG (1998), embora reconheça que o baixo consumo energético não é a única causa de pobreza e subdesenvolvimento e que a energia isoladamente tem pouca importância tanto para o desenvolvimento socioeconômico quanto para o crescimento econômico, também foi vítima do reducionismo.

Na maioria dos países em desenvolvimento, onde o consumo de energia comercial per capita é abaixo de uma tonelada equivalente de petróleo (TEP) por ano, as taxas de analfabetismo, mortalidade infantil e fertilidade total são altas, enquanto que a expectativa de vida é baixa. Ultrapassar a barreira de 1 TEP/capita parece, portanto, um instrumento importante para o desenvolvimento e a mudança social (GOLDEMBERG, 1998, p.42).

VITEZLAV (1979) afirma que o conceito de sistema⁹ foi formulado e se desenvolveu a partir do surgimento da concepção interdisciplinar. Por essa razão, entende-se que a utilização do conceito de sistema energético é mais adequada para esse tipo de abordagem.

⁹ Segundo VON BERTALANFFY (1975, p. 84), sistema é “um complexo de elementos em interações”.

De acordo com DEBEIR et al. (1993), a substituição do conceito de energia pelo conceito de sistema energético evitaria interpretações parciais, que não incluem os aspectos ecológicos e tecnológicos das tendências energéticas na sociedade, permitindo identificar mais facilmente as estruturas de apropriação e de gerenciamento tanto das fontes energéticas quanto das tecnologias de produção de energia.

Um sistema energético é a combinação original de diversas linhas de conversores, que se caracterizam pela utilização de determinadas fontes de energia e por sua interdependência, pela iniciativa e sob o controle de classes ou grupos sociais, os quais se desenvolvem e se reforçam com base neste controle (DEBEIR et al., 1993, p. 21).

BAJAY (1989, s.p.) define o sistema energético como “um sistema social, com atores individuais e atores institucionais que estão tomando constantemente numerosas decisões”.

Todo sistema energético é aberto, porque, através de suas diversas linhas de conversores (subsistemas energéticos)¹⁰, ele estabelece relações dinâmicas e não-lineares de interdependência com o sistema ecológico e com os outros sistemas socioeconômicos a partir de fluxos contínuos de energia, emissão de poluentes, tecnologia, capital, pessoal.

A finalidade desse sistema consiste em fornecer energia para o atendimento das demandas das sociedades. Entretanto, em uma economia capitalista, essa finalidade está condicionada a obtenção de lucro por parte das classes ou grupos que controlam seus subsistemas.

A complexidade do sistema energético de uma sociedade é dada pelo número de subsistemas existentes em sua estrutura, bem como pela diversidade de inter-relações que são estabelecidas por eles. É a partir dessas inter-relações que o sistema energético se organiza e se expande.

Os subsistemas energéticos possuem características próprias em relação às fontes energéticas aproveitadas e ofertadas à sociedade, à organização social, às tecnologias de produção, transporte e distribuição de energia. Além disso, eles são auto-reguladores. Essa característica proporciona-lhes uma autonomia de funcionamento e permite que eles se auto-organizem em situações de crise. Essa capacidade de auto-organização pode ser

¹⁰ Os sistemas elétrico, petróleo e gás, carvão, são exemplos de subsistemas energéticos que podem constituir a estrutura do sistema energético de uma sociedade.

percebida, por exemplo, quando ocorre a substituição de uma fonte energética por outra, devido à influência de fatores econômicos, tecnológicos e/ou socioambientais.

O sistema elétrico é uma organização social, constituída por três segmentos: geração, transmissão e distribuição, que estão em interação. Por essa razão, ele não é constituído apenas por elementos físicos (plantas de geração, subestações, redes de transmissão e de distribuição de energia). As concessionárias do serviço público de energia elétrica, os produtores independentes e autoprodutores de eletricidade também fazem parte desse sistema.

O sistema elétrico é aberto, porque ele importa fontes energéticas, tecnologia, mão-de-obra, capital, informação e exporta energia elétrica, informação e poluentes. O estabelecimento dessas interações é fundamental para sua expansão. Entretanto, elas o tornam dependente. Isso significa que as crises deflagradas nos outros subsistemas energéticos ou nos sistemas ecológico e socioeconômico podem se propagar e afetá-lo e vice-versa.

Essa característica também proporciona as condições necessárias para que o sistema elétrico se auto-organize diante de uma crise. Porém, como as interações estabelecidas por ele são dinâmicas e não-lineares, tanto as crises que o afetam quanto o comportamento adotado para superá-las não podem ser previstos.

Em uma economia capitalista, o fortalecimento econômico dos grupos sociais que exercem controle sobre o sistema elétrico é necessário, porque sem ele sua expansão ficaria comprometida e a oferta de energia elétrica seria degradada por falta de investimentos. Dessa forma, o sistema elétrico deixaria de cumprir satisfatoriamente sua função. Entretanto, ele deve ser equilibrado para não se tornar um pesado ônus para a sociedade.

Quando se concebe o sistema elétrico somente a partir de seus elementos físicos, a noção de organização social é perdida. Conseqüentemente, todas as interações estabelecidas pelos controladores desse sistema são negligenciadas. Além disso, é bastante comum incorporar a noção de território ao conceito de sistema elétrico. Quando isso acontece, ele passa a ser percebido como um sistema fechado. Dessa forma, o sistema elétrico só tem significado quando suas interações ficam restritas ao território. Em outras palavras, essa interpretação nega a existência do sistema elétrico quando ele, por exemplo, estabelece fluxos de energia que extrapolam os limites territoriais.

(...) O problema, nesse caso, é que a definição do território, enraizada no princípio de contigüidade, induz, através da representação cartográfica por exemplo, uma percepção do espaço nacional ou regional como “sistema fechado”.

Mais próxima (sic) das realidades regionais é a concepção do espaço regional como um “sistema aberto”, ou como um conjunto de “n” (grifo do autor) sistemas abertos, na medida que são sistemas que trocam energia (trabalho), matéria (bens) e informação, com o “ambiente” em que se situam, ao mesmo tempo que o grau de coesão interna depende da intensidade de relações que neles se dão (MACHADO, 1996, p.838).

Como o sistema elétrico é uma organização social aberta, a incorporação do princípio de contigüidade ao conceito de sistema elétrico gera um problema, porque ele fecha esse sistema dentro do território, pois não admite a existência de interações através de fluxos contínuos de energia, tecnologia, capital, que são essenciais para sua existência além das fronteiras territoriais.

Para evitar que o conceito de sistema elétrico se torne ambíguo, o princípio de contigüidade deve ser apenas um referencial, pois ele não é um elemento integrante desse conceito. Essa atitude preserva a ordem hierárquica do sistema elétrico¹¹. Além disso, é necessário não abandonar a visão sistêmica, na qual todo sistema é constituído por elementos em interações.

1.2 – Interdependência dos sistemas energéticos

Ao longo de sua história, o sistema elétrico mundial foi afetado por diversas crises. Durante as duas grandes guerras, por exemplo, houve racionamento de eletricidade em muitos países, devido a problemas relacionados à importação de fontes energéticas, peças e equipamentos. Entretanto, nenhuma crise afetou tão duramente esse sistema como aquela deflagrada na década de 1970, quando o preço do petróleo sofreu uma forte elevação¹².

Essa crise teve uma grande repercussão no sistema elétrico mundial, porque, em 1973, 24,7% da energia elétrica eram gerados a partir de derivados de petróleo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2004). Por isso, ela constitui-se em um dos melhores exemplos didáticos para a compreensão das relações de interdependência estabelecidas pelos sistemas energéticos.

¹¹ A partir do conceito de ordem hierárquica e da referência dada pelo espaço geográfico, o sistema elétrico pode ser classificado como local, municipal, estadual, regional, nacional e mundial, respectivamente, da menor para a maior organização social. Ressalta-se que a complexidade do sistema elétrico cresce com o aumento de sua ordem hierárquica.

¹² Entre 1972 e 1980, o preço do barril de petróleo foi aumentado em mais de 773%.

Os efeitos da crise do sistema petrolífero tornaram-se mais visíveis para o mundo, quando a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) começou a elevar o preço dessa fonte energética a partir de outubro de 1973. Porém, os fatores que a deflagraram são bem mais antigos.

Com o fim da Segunda Guerra Mundial, a sociedade moderna começou a se tornar cada vez mais dependente de petróleo. Isso fez com que um consenso em relação a essa fonte energética fosse estabelecido, pois a crença de que nenhum país poderia desenvolver-se economicamente e garantir sua soberania sem ter acesso a ela se fortaleceu. Entretanto, o preço do petróleo teria que permanecer relativamente baixo.

Entre 1950 e 1970, o mercado petrolífero cresceu “extraordinariamente rápido” (YERGIN, 1994, p.515). Apenas nos últimos cinco anos desse período, o consumo mundial de petróleo passou de 1.528,3 milhões de toneladas para 2.253,1 milhões de toneladas (BRITISH PETROLEUM - BP, 2002), correspondendo a um aumento de 47,4%.

Esse crescimento não foi apenas proporcionado pelo aumento da produção para atender a demanda em expansão, mas também pela disponibilidade de reservas petrolíferas, pela expansão do sistema de transporte, pela substituição do carvão pelo petróleo na matriz mundial de geração de energia elétrica.

O baixo preço dessa fonte energética no mercado internacional foi o principal indutor desse processo de substituição, uma vez que ele apresentou uma certa estabilidade, sem acentuadas oscilações (Figura 1), devido aos interesses convergentes dos países industrializados e do cartel das sete irmãs¹³. Segundo DEBEIR et al. (1993), o princípio básico de contenção do preço do petróleo consistiu no incremento de novas reservas, sempre proporcional à evolução do consumo, no aumento da produção entre 9% e 10% ao ano e na ampliação do uso dessa fonte de energia.

¹³ Embora denominado de cartel das sete irmãs, oito companhias o constituíam: a Jersey (Exxon), a Royal Dutch-Shell, a Socony-Vacuum (Mobil), a Gulf, a British Petroleum (BP), a Standard of Califórnia (Chevron), a Texaco e a Compagnie Française des Pétroles (CFP). O surgimento desse cartel teve íntima relação com as disputas entre a Grã-bretanha e Irã pelo controle das reservas petrolíferas deste país, que começaram a se intensificar no final da década de 1940.

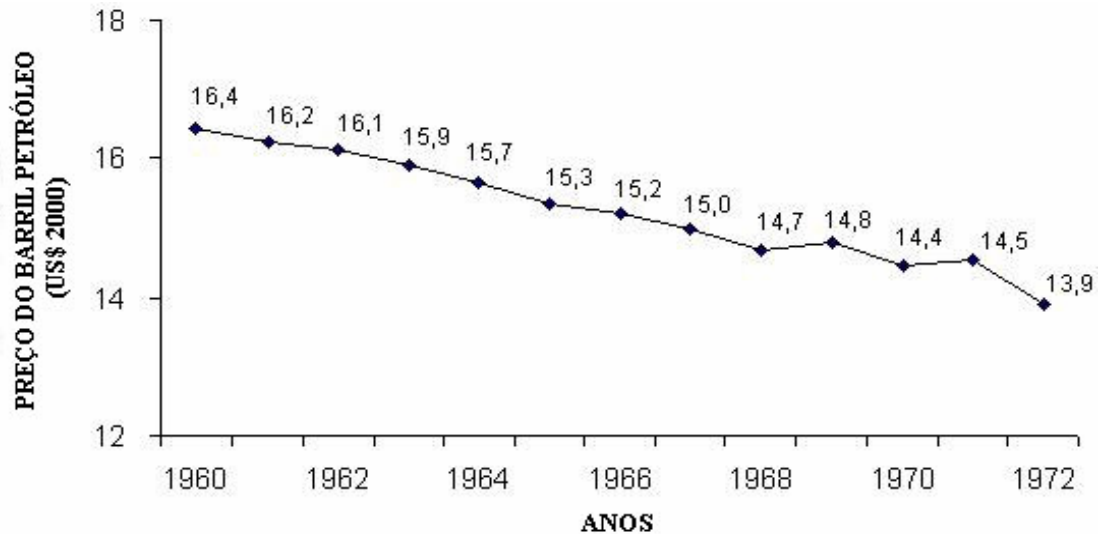


Figura 1: Evolução do preço médio do barril de petróleo nos Estados Unidos¹⁴.

Fontes: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE – API e ENERGY INTERNATIONAL ADMINISTRATION - EIA apud OIL & GAS JOURNAL ENERGY DATABASE (2002).

Essa estratégia fez com que os ganhos das companhias petrolíferas aumentassem somente a partir da expansão da demanda. Conseqüentemente, ela acabou gerando o descontentamento dos países exportadores de petróleo, pois a parcela dos ganhos destinada a eles estava estabelecida por cláusulas contratuais¹⁵.

A primeira reação desses países foi romper os contratos firmados e forçar o estabelecimento de novas regras. YERGIN (1994) estima que, talvez, eles passaram a cobrar um percentual de 60% a 70% sobre os ganhos totais no final da década de 1950.

A redução dos ganhos destinados às companhias petrolíferas acabou enfraquecendo o poder econômico do cartel das sete irmãs. Além disso, a competição acirrada no mercado gerou insatisfação dentro do próprio cartel. Isso fez com que algumas companhias reduzissem unilateralmente seus preços para não perder mercado, provocando uma queda acentuada na receita dos países produtores de petróleo (YERGIN, 1994). Esse episódio acabou motivando a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) em setembro de 1960.

¹⁴ Quase todos os valores apresentados nesta pesquisa foram convertidos e/ou atualizados para dólar de 2000 para facilitar a comparação, sendo utilizadas taxas de câmbio anuais e a ferramenta encontrada do *website*: <http://www.westegg.com/inflation>. Quando os valores não estiverem em dólar de 2000, o leitor será informado através de notas de rodapé.

¹⁵ Até 1957, vigoraram exclusivamente os contratos conhecidos como “meio a meio”, isto é, dos ganhos totais obtidos pelas companhias petrolíferas, com a comercialização do petróleo, metade ficava com elas e a outra metade com os países produtores de petróleo.

Entre 1960 e 1972, um contexto mundial extremamente favorável ao aumento do preço do petróleo foi desenhado. Nesse período, o consumo mundial de petróleo cresceu significativamente, passando de 1.062 milhões de toneladas para 2.643 milhões de toneladas (EIA, 2003a). Contudo, isso não foi motivo de total comemoração para a OPEP, uma vez que o preço do petróleo acabou sendo reduzido em cerca de 15,2% no mesmo período. Por outro lado, o mercado americano foi parcialmente fechado às importações de petróleo, como forma de proteger a produção nacional. Além disso, a indústria petrolífera na Argélia e na Líbia foi nacionalizada e os conflitos entre árabes e israelenses foram agravados. Tudo isso acentuou as tensões no mercado petrolífero.

Quando a OPEP foi criada, os países membros controlavam 62% das reservas petrolíferas mundiais provadas. Em 1975, esse controle passou para 68% (AL-NAIMI 2001). Além disso, a participação da OPEP na produção mundial de petróleo aumentou de 41,4% em 1960 para 52,5% em 1972. Dessa forma, o cartel da OPEP não teve dificuldades para reduzir a produção e elevar o preço médio do barril de petróleo de US\$ 11.82 em 1973 para US\$ 37.52 em 1974 (ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES - OPEC, 2005).

Torna-se evidente que a Guerra de *Yom Kippur*, iniciada em 6 de outubro de 1973, não pode ser apontada isoladamente como o fator motivador do primeiro aumento expressivo do preço do petróleo na década de 1970. No máximo, ela pode ser interpretada apenas como seu estopim, uma vez que um contexto favorável para esse aumento já estava criado.

O processo inflacionário que se instalou na economia mundial após 1974 criou um contexto favorável para um novo aumento expressivo do preço do petróleo, uma vez que os países membros da OPEP ficaram descontentes com a corrosão do preço dessa fonte energética no mercado e com sua desvalorização frente ao ouro. Dessa forma, principalmente sob a liderança da Arábia Saudita, a OPEP decidiu elevar o preço do barril de petróleo para US\$ 40.88 em 1979 (OPEC, 2005), ou seja, um aumento de 22% em relação ao preço médio praticado em 1978.

Esse aumento não teve qualquer influência do corte significativo ocorrido na produção do Irã entre 1978-79, porque a redução na produção de 103,8 milhões de toneladas nesse país foi relativamente compensada pelo aumento de 149,4 milhões de toneladas na produção do Iraque, Arábia Saudita, Kuwait e Nigéria (BP, 2001). Isso fez com que a produção da OPEP, em 1979, apresentasse um crescimento em torno de 4%

entre 1978 e 1979, o que reforça a tese de que esse aumento foi uma tentativa de recuperar as perdas produzidas pelo processo inflacionário.

Em 1980, o preço do barril de petróleo da OPEP voltou a sofrer o terceiro grande aumento, chegando a US\$ 59.79, e, em 1981, ele atingiu US\$ 61.57 (OPEC, 2005). Esses aumentos relacionaram-se, intimamente, a fatores político-econômicos, que começaram a se delinear no início da década de 1970 e que levaram à Guerra Irã-Iraque.

Entre 1971 e 1978, a oposição ao governo do xá Mohammad Reza Pahlavi se intensificou no Irã, causando uma forte instabilidade política. Os protestos de rua tornaram-se constantes e foram violentamente reprimidos pelo governo. Em 8 de setembro de 1978, centenas de pessoas foram mortas em conflitos de rua. Essa instabilidade política no Irã afetou diretamente a produção e a exportação de petróleo. No final de dezembro de 1978, as exportações iranianas foram completamente suspensas (YERGIN, 1994). No fim de janeiro de 1979, não resistindo às pressões, o xá foi exilado. Com a derrubada de Reza Pahlavi do poder, o líder da Revolução Islâmica, Ayatollah Iman Khomeini, retornou do exílio para fundar a República Islâmica do Irã em 1 de abril de 1979.

Um processo de deterioração das relações diplomáticas entre o Irã e o Iraque começou a ocorrer a partir do final de 1979, após quatro anos de tentativas de reaproximação entre esses dois países. A queda de Mehdi Bazargan, primeiro presidente da República Islâmica do Irã, de tendência moderada, o fortalecimento da militância islâmica, defensora de uma política expansionista, as tentativas fracassadas de assassinar Tariq Aziz, ministro das relações exteriores do Iraque, e Latif Nayyif Jasim, ministro da cultura e informação, o anúncio do governo iraquiano de que o canal *Shatt al Arab*, importante via de escoamento de petróleo, passaria a ser controlado pelo Iraque e a adoção de uma postura mais radical e intransigente por parte do governo iraniano motivaram o acirramento das disputas (FEDERATION OF AMERICAN SCIENTIST - FAS, 2003), levando esses dois países à guerra em 22 de setembro de 1980.

Essa guerra durou quase oito anos e acabou envolvendo outros países. A Síria e a Líbia, por exemplo, posicionaram-se ao lado do Irã, enquanto a Arábia Saudita, o Kuwait e outros países árabes moderados deram apoio ao Iraque, inclusive financiando a guerra. As duas superpotências tiveram um envolvimento inicial apenas através da comercialização de armamentos. Os Estados Unidos, enviando armas ao Irã, e a ex-União Soviética, suprindo o Iraque (FAS, 2003). Contudo, os ataques iranianos aos navios petroleiros de outros

países levaram a um envolvimento mais direto dessas superpotências, que se posicionaram ao lado do Iraque.

Com a guerra, a produção da OPEP foi reduzida bruscamente. Entre 1980 e 1982, houve um corte de 572 milhões de toneladas na produção de petróleo, fazendo com que a participação da produção desse cartel no total mundial diminuísse para cerca de 34% (BP, 2001). O impacto desse corte brutal na produção da OPEP só não teve consequências mais severas, porque os países produtores não-pertencentes a essa organização reagiram e aumentaram suas produções.

O crescimento da produção de petróleo fora da OPEP foi bastante significativo após os aumentos de preço dessa fonte energética. Em 1985, por exemplo, a participação dos países não-pertencentes a OPEP na produção mundial de petróleo chegou a 71%, bem acima da média histórica de 54 %, observada nas duas décadas anteriores.

A Figura 2 mostra que a produção de petróleo nesses países superou definitivamente a produção da OPEP em 1978, sugerindo que grandes investimentos foram realizados fora dos países pertencentes a OPEP durante a crise do sistema petrolífero. Entre 1979 e 1985, a produção da OPEP foi reduzida em cerca de 728 milhões de toneladas, enquanto a produção nos países não-pertencentes a OPEP cresceu cerca de 289 milhões de toneladas (BP, 2001).

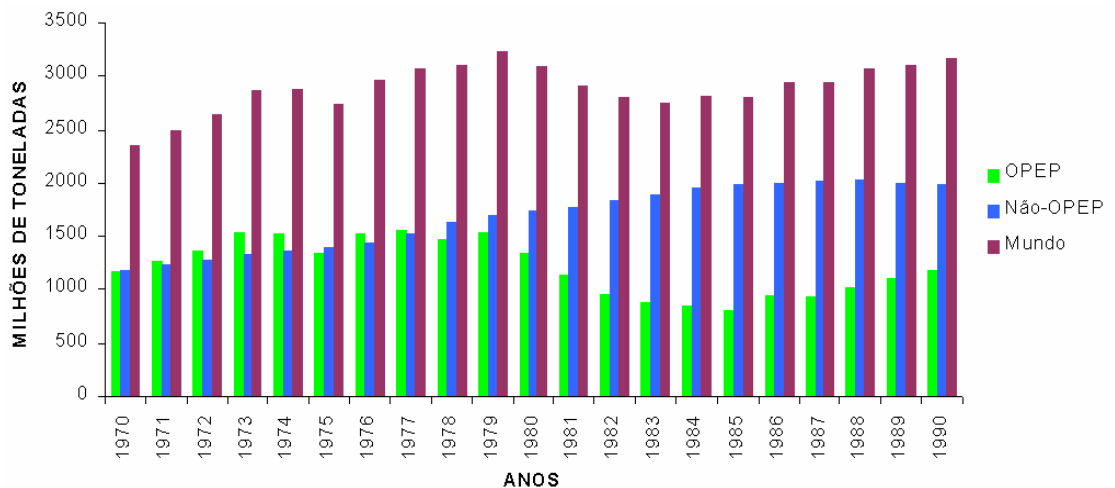


Figura 2: Produção mundial de petróleo entre 1970 e 1990.

Fonte: BP (2001).

Os aumentos do preço do petróleo afetaram diretamente o sistema elétrico de duas formas: pela alta dos preços dos derivados, usados para a geração de eletricidade, e pelo aumento do preço dos equipamentos e das peças dos componentes físicos desse sistema, devido ao processo inflacionário que foi iniciado.

O sistema de transporte também foi duramente afetado por esses aumentos, o que provocou a elevação de seus custos. Por outro lado, devido às interações estabelecidas entre os subsistemas energéticos, todas as fontes de energia tiveram seus preços aumentados. Esses dois fatores contribuíram para uma alta generalizada dos preços de bens e serviços, causando inflação.

O processo inflacionário acentuou a instabilidade do sistema econômico-financeiro mundial, porque reduziu o poder aquisitivo da população, desestimulou os investimentos em empreendimentos de longo prazo no setor produtivo, com conseqüências diretas para o crescimento econômico e para a geração de empregos, desvalorizou as dívidas, afetando duramente as instituições financeiras. Além disso, o aumento dos gastos com as importações de petróleo e derivados contribuiu para desequilibrar a balança comercial de muitos países, principalmente aqueles mais dependentes dessas importações.

No Brasil, por exemplo, onde a participação do petróleo importado na oferta interna situou-se acima de 80% entre 1973 e 1979, o impacto das importações de petróleo e derivados sobre a balança comercial foi significativo.

A Tabela 1 mostra que as importações de petróleo e derivados absorveram 14,6% do total das exportações brasileiras em 1972. Esse percentual passou para 41% em 1974 e para 50,6% em 1982, mesmo levando em conta que a participação do petróleo importado na oferta interna de energia foi reduzida para 76,5% nesse último ano.

Tabela 1: Contribuição das importações de petróleo e derivados no desequilíbrio da balança comercial brasileira (em bilhões de US\$ F.O.B. de 2000).

	Exportações Totais (A)	Importações Totais (B)	Importações de Petróleo e Derivados (C)	Participação C/A (%)	Participação C/B (%)	Participação do Petróleo Importado na Oferta Interna (%)
1972	16,39	17,38	2,40	14,6	13,8	79,2
1973	24,65	24,62	3,96	16,1	16,1	90,3
1974	29,77	47,33	12,21	41,0	25,8	84,6
1975	29,24	41,18	9,56	32,7	23,2	81,1
1976	31,31	38,28	11,21	35,8	29,3	87,5
1977	35,41	35,13	11,14	31,5	31,7	84,6
1978	34,73	37,54	11,57	33,3	30,8	83,8
1979	38,87	46,11	16,52	42,5	35,8	89,6
1980	46,04	52,50	22,64	49,2	43,1	79,7
1981	46,93	46,25	22,13	47,2	47,8	80,1
1982	36,85	35,43	18,66	50,6	52,7	76,5
1983	37,67	26,54	14,01	37,2	52,8	71,7
1984	45,01	23,19	11,49	25,5	49,5	60,1
1985	40,97	21,02	9,19	22,4	43,7	50,0
1986	34,47	21,66	4,63	13,4	21,4	51,8

Fontes: MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (1985 e 1987); IBGE (1975a), MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR – MDIC (2005).

Os déficits na balança comercial levaram vários países a recorrer a empréstimos para equilibrá-la, agravando o endividamento externo. Isso comprometeu os investimentos em infra-estrutura, incluindo a expansão dos subsistemas energéticos.

Curiosamente, parte dos recursos financeiros disponibilizados através desses empréstimos era formada por uma parcela da renda internacional transferida para os países membros da OPEP, em consequência dos sucessivos aumentos do preço do barril de petróleo¹⁶.

A crise no sistema econômico-financeiro mundial acabou afetando o sistema energético como um todo. No sistema petrolífero, a inflação acabou corroendo os ganhos proporcionados pela elevação do preço do barril de petróleo. Entre 1974 e 1978, o preço nominal do barril de petróleo da OPEP foi elevado em 18,4%, porém, em 1978, o preço real do barril de petróleo estava 10,7% menor em relação ao preço praticado em 1974 (OPEC, 2005). Por outro lado, houve uma retração do mercado petrolífero, devido à contenção da demanda, em resposta aos sucessivos aumentos de preço. No sistema elétrico, a escassez de recursos financeiros para investir na expansão desse sistema forçou seus controladores a recorrer a empréstimos externos. Além disso, muitos governos

¹⁶ YERGIN (1994) estima que os rendimentos dos países exportadores de petróleo passaram de US\$ 23 bilhões para US\$ 140 bilhões entre 1972 e 1977. Os valores apresentados pelo referido autor não foram atualizados para dólar de 2000.

passaram a impedir os reajustes das tarifas de energia elétrica como forma de não agravar o quadro inflacionário.

O contexto formado pela dependência de recursos externos, pela política de contenção tarifária e pelo aumento das taxas de juros internacionais deflagrou uma grave crise econômico-financeira no sistema elétrico de muitos países, mesmo naqueles onde ele era pouco dependente de petróleo, como o Brasil.

O processo inflacionário, ao desestabilizar o sistema econômico-financeiro mundial, afetou duramente os países produtores de petróleo, uma vez que corroeu os ganhos dessa fonte energética e elevou os preços dos bens de consumo importados por eles. Além disso, o surgimento de um novo contexto, caracterizado pelo aumento da participação da produção dos países não-pertencentes a OPEP, pela ameaça de substituição de parte dos derivados de petróleo por outras fontes de energia e pela redução da demanda petrolífera, devido ao uso mais racional e eficiente da energia, teve um papel importante para a superação da crise do sistema petrolífero, porque forçou a redução do preço do barril de petróleo. Em 1986, o preço médio do barril comercializado pela OPEP caiu para US\$ 21.27 (OPEC, 2005). Curiosamente, nesse ano, a produção da OPEP ficou em 935 milhões de toneladas (BP, 2001), enquanto, em 1980, quando o preço do barril de petróleo atingiu sua cotação mais elevada, ela era 43% maior.

A lição proporcionada pela crise do sistema petrolífero parece ter sido esquecida. Em decorrência dos atuais problemas ambientais que ameaçam o planeta, aumentos dos preços das fontes energéticas fósseis, através de taxações verdes, têm sido propostos, como forma de estimular a substituições por outras menos poluentes. Isso criará uma competição entre as fontes energéticas, mas em patamares de preços elevados, o que poderá causar inflação.

Em 2002, a participação dessas fontes energéticas na matriz mundial de geração de energia elétrica estava em de 65,3%. O carvão e o petróleo, notoriamente as fontes energéticas mais poluidoras, tinham uma participação em torno de 46% (IEA, 2004). Isso significa que taxações pesadas sobre as fontes energéticas fósseis poderão provocar a elevação das tarifas de energia elétrica, principalmente naqueles países onde elas são usadas de forma mais ampla.

Os sistemas energéticos têm, portanto, sua dinâmica própria. É levando a seu extremo esta dinâmica que uma sociedade tenta resolver seus problemas energéticos e não tentando transformá-la, enquanto não existir

uma alternativa técnica e socialmente aceitável: assim funcionaram, há um milênio, na Europa, as dinâmicas da energia hidráulica e eólica, associadas à biológica, e depois, muito após o início da Revolução Industrial, a do carvão e dos hidrocarbonetos (DEBEIR et al., 1993, p. 32).

Tudo leva a crer que a implementação de ações para reduzir os custos das tecnologias alternativas de geração de energia elétrica para torná-las economicamente competitivas, através de incentivos ao desenvolvimento tecnológico, é o caminho mais sensato para a substituição progressiva das fontes energéticas fósseis na matriz mundial de geração de energia elétrica. Deve-se, no entanto, entender que esse processo de substituição sempre foi lento.

1.3- Os impactos ambientais do sistema elétrico

Os impactos ambientais causados pelos sistemas energéticos têm registros bem antigos. Na Grécia do século IV a.C., por exemplo, Platão lamentava a destruição da cobertura florestal, provocada pela devastação indiscriminada dos recursos florestais, devido à retirada de lenha tanto para uso energético como para outros fins. Esse registro de Platão é considerado um dos mais antigos sobre impactos ambientais, onde a demanda energética aparece como uma das causas.

(...) Porém naqueles tempos, quando estava ainda intacta, tinha como montanhas elevadas ondulações de terra; as planícies, que hoje em dia se chamam campos de Feleo, eram cobertas por solos férteis; sobre as montanhas havia extensos bosques, destes ainda restam os sinais visíveis. Pois que entre estas montanhas, que agora não podem alimentar mais do que abelhas, existiam grandes árvores há pouco tempo atrás, aptas a levantar as maiores construções, cujos revestimentos ainda existem (PLATÃO, 1973, p. 1193).

“Não existe energia limpa. Em maior ou menor grau, todas as fontes de energia provocam danos ao meio ambiente” (BERMANN, 2002, p. 67). Entre os sistemas energéticos contemporâneos, o sistema elétrico é um dos mais poluidores do planeta. Essa característica está relacionada a alguns fatores, tais como a ineficiência nos segmentos de geração, transmissão e distribuição e o crescimento das demandas elétricas.

O desenvolvimento tecnológico tem reduzido significativamente as perdas de energia no sistema elétrico. Entretanto, elas ainda são bastante elevadas. Por exemplo, considerando uma planta térmica com eficiência de 35% e um sistema de transmissão e

distribuição de energia elétrica com eficiência de 90%, cerca de 69% do conteúdo energético da fonte utilizada para gerar eletricidade serão perdidos. Como consequência, tem-se uma degradação mais acentuada dos recursos energéticos existentes no planeta.

O crescimento da demanda por energia elétrica tem sido estimulado pelo preço competitivo da eletricidade, pela praticidade existente na geração, transporte, distribuição e utilização dessa fonte energética e pelo desenvolvimento de equipamento elétricos, que tornam mais fácil a execução de diversas atividades.

No início do século XX, nos Estados Unidos, o preço da energia elétrica para o setor residencial estava em US\$ 3.39 por kWh (EIA, 1996a). Em 2003, ele havia sido reduzido para US\$ 0.081 por kWh (EIA, 2004). Essa acentuada queda no preço da eletricidade está diretamente relacionada à economia de escala e aos ganhos de eficiência, que têm sido observados ao longo da expansão do sistema elétrico.

Antes da estruturação do sistema elétrico, algumas fontes energéticas, como o carvão, precisavam ser estocadas para garantir uma oferta contínua de energia às diversas atividades humanas. Era necessário também um grande e eficiente sistema de transporte para evitar o desabastecimento energético. Além disso, a combustão das fontes energéticas era realizada nos próprios locais de consumo, o que poluía o ambiente. Tudo isso mudou com o surgimento do sistema elétrico. A possibilidade de gerar eletricidade a partir de diversas fontes energéticas, de transmiti-la por longas distâncias, de distribuí-la sem a necessidade de um grande suporte logístico, de usá-la em diferentes serviços, de forma rápida, prática e mais limpa, acabou seduzindo a sociedade moderna e provocando o crescimento da demanda. Entretanto, sem o desenvolvimento de equipamentos elétricos, isso não teria sido possível.

O sistema elétrico interage diretamente com o sistema ecológico através da emissão de gases poluentes, da produção de resíduos radioativos, da inundação de extensas áreas. Entre os impactos ambientais, onde esse sistema tem contribuído de forma significativa, destacam-se: o efeito estufa, a chuva ácida, a poluição do ar nos centros urbanos, os problemas socioambientais associados às hidrelétricas, os riscos das plantas nucleares.

1.3.1 – O efeito estufa

É sabido que a emissão de material particulado, provocada pela combustão do carvão, deixou as cidades mais sujas e reduziu a qualidade de vida de seus habitantes no período da Revolução Industrial. Contudo, a substituição da lenha por essa fonte energética

teve dois aspectos ambientais positivos, uma vez que o uso do carvão conteve a destruição das florestas e tornou o sistema energético menos emissor de dióxido de carbono (CO₂), visto que o carvão tem um fator de emissão de carbono de 8% a 15% menor do que a lenha, dependendo do tipo de carvão (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC, 1996).

A Figura 3 mostra a quantidade de CO₂ que deixou de ser emitida em decorrência da substituição da lenha pelo carvão.

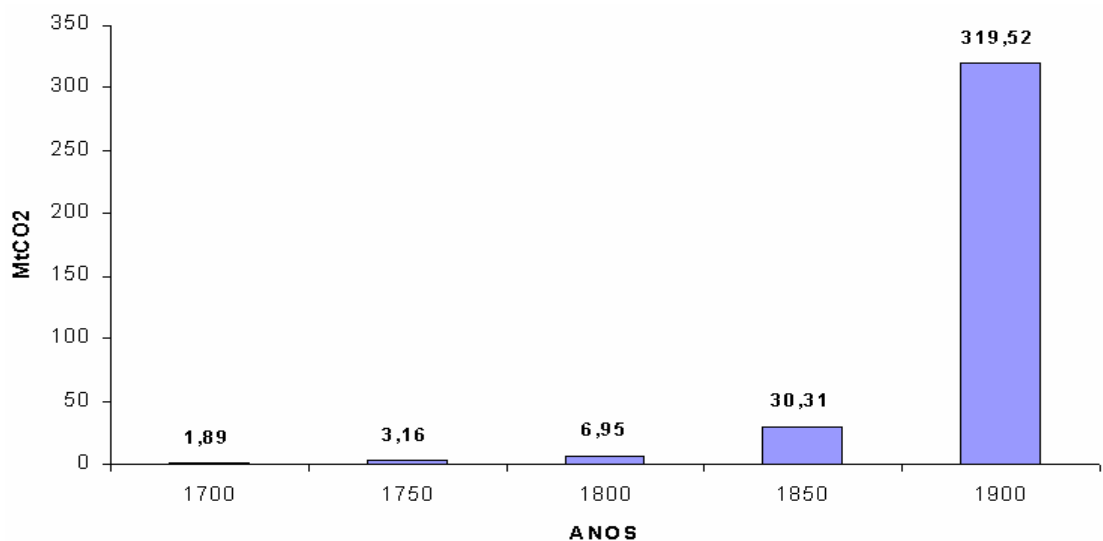


Figura 3: Quantidade de emissão de CO₂ evitada pela substituição da lenha pelo carvão.
Fonte: Elaboração própria a partir de ENERDATA (s.d., s.p.) apud MARTIN (1992).

A partir de 1850, o consumo mundial de energia começou a crescer de forma bastante acelerada, como conseqüência do crescimento populacional e das transformações socioeconômicas que marcaram o processo de industrialização da Inglaterra, Estados Unidos, Alemanha, França, Itália e Japão.

A Tabela 2 mostra que o consumo total de energia passou de 336 Mtep para 963 Mtep entre 1850 e 1900, crescendo em média 2,13% por ano, bem acima da taxa de crescimento verificada no período anterior.

Tabela 2: Evolução Mundial do consumo de energia, emissões de CO₂, população e PIB¹⁷.

									CENÁRIOS 2050		
	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	BIT MESSAGE	A1C AIM	MÉDIA 40 SRES	
CONSUMO DE ENERGIA TOTAL (Mtep)	147	185	228	336	963	2148	9963	19500	34333	24878	
CONSUMO DE FONTES FÓSSEIS (Mtep)	3	5	11	48	534	1653	7921	11595	27786	18184	
EMIÇÃO DE FONTES FÓSSEIS (MtCO ₂)	12	20	44	191	2091	5831	23444	31096	98239	56519	
POPULAÇÃO (BILHÕES)	0,61	0,79	0,98	1,26	1,65	2,52	6,06	8,7	8,7	9,8	
PIB/PNB (TRILHÕES DE US\$ DE 2000)	0.14	0.18	0.25	0.48	1.48	5.47	31.38	182.1	243.7	180.8	

Fontes: Elaboração própria a partir de ENERDATA (s.d., s.p) apud MARTIN (1992); UNITED NATION (1999); IEA (2002); DELONG (2003); IPCC (2003a)¹⁸; MDIC (2005).

A substituição das fontes energéticas renováveis pelas fósseis se intensificou a nível mundial na última metade do século XIX. Entre 1850 e 1900, o consumo destas fontes passou de 48 Mtep para 534 Mtep, correspondendo a participações de 14,3% e 55,5%, respectivamente, no consumo total de energia. Nesse período, o consumo das fontes energéticas fósseis cresceu quase 5% por ano.

Anualmente enormes quantidades de poluentes têm sido despejadas na atmosfera, devido à combustão do carvão, dos derivados de petróleo e do gás natural para atender o acelerado crescimento da demanda energética mundial. Isso deflagrou uma crise ambiental planetária sem precedentes.

Antes da Revolução Industrial, as concentrações de CO₂, metano (CH₄) e óxido de nitrogênio (N₂O), gases que provocam o efeito estufa, na atmosfera estavam em torno de 280 ppm, 700 ppb e 270 ppb¹⁹, respectivamente. Em 1998, essas concentrações passaram para 365 ppm, 1745 ppb e 314 ppb, respectivamente (IPCC, 2001). Em relação ao CO₂, dados mais recentes mostram que sua concentração chegou a 370,9 ppm em 2001 (KEELING e WHORF, 2002).

Uma concentração de CO₂ de 560 ppm na atmosfera seria suficiente para, por exemplo, elevar a temperatura do planeta entre 2° a 5° C, a precipitação entre 7% e 15%, a evapotranspiração entre 5% e 10%, bem como, na pior das hipóteses, o nível do mar em até 80 cm (SCHNEIDER, 1992). Essas mudanças climáticas poderiam ocasionar o deslocamento da agricultura praticada em solos férteis para áreas mais elevadas e a

¹⁷ O cenário MÉDIA 40 SRES foi elaborado a partir dos valores médios existentes no 40 Special Report on Emission Scenarios (40 SRES) do IPCC.

¹⁸ Cenários do IPCC - BIT MESSAGE e A1C AIM.

¹⁹ ppm significa partes por milhão, enquanto ppb, partes por bilhão.

diminuição da disponibilidade de água fresca no planeta (COLOMBO, 1992). Além da inundação de faixas de terra litorâneas em muitos países.

Entre 1750 e 2001, a concentração de CO₂ na atmosfera cresceu em média cerca de 0,11% por ano. Porém, se for levado em conta que a concentração de CO₂ estava em 315,98 ppm em 1959 (KEELING e WHORF, 2002), tem-se um crescimento em torno de 0,38% por ano entre 1959 e 2001, o que corresponde a um acréscimo médio de 1,21 ppm de CO₂ na atmosfera. Segundo KEELING e WHORF (2002), entre 1997 e 1998, o acréscimo de CO₂ na atmosfera foi de 2,87 ppm, sendo este o maior já registrado desde a criação do observatório Mauna Loa, no Havaí. Portanto, a concentração de CO₂ na atmosfera continua crescendo em ritmo bastante acelerado.

Conforme pôde ser observado na Tabela 2, entre 1950 e 2000, o consumo de carvão, derivados de petróleo e gás natural passou de 1.653 Mtep para 7.921 Mtep, apresentando uma taxa de crescimento anual de 3,18%. Como consequência, a emissão de CO₂ provocada pela combustão dessas fontes energéticas passou de 5.381 MtCO₂ (0,69 ppm) para 23.444 MtCO₂ (3,01 ppm).

A situação poderia ser muito mais preocupante se na primeira metade do século XX o mundo não tivesse passado por duas grandes guerras e por uma depressão econômica, que acabaram reduzindo a velocidade do crescimento econômico e demográfico e, conseqüentemente, da demanda energética. Dessa forma, o consumo das fontes energéticas fósseis e as emissões provocadas por elas cresceram num ritmo menos acelerado do que no período anterior.

O segmento de geração de energia elétrica tem contribuído com uma parcela significativa das emissões de gases que provocam o efeito estufa. Em 1973, estima-se que elas emitiram cerca de 3.703 MtCO₂, correspondendo a 23,6% das emissões totais de CO₂ das fontes energéticas fósseis ocorridas nesse ano. Em 2000, essas plantas emitiram cerca de 7.040 MtCO₂, correspondendo a 29,6% das emissões totais de CO₂ das fontes energéticas fósseis ocorridas nesse ano²⁰. Esse crescimento anual de 2,41% nas emissões de CO₂ das plantas de geração de energia elétrica tem relação com o uso mais amplo da energia elétrica e com o aumento da participação do carvão na geração de eletricidade.

²⁰ Esses dados foram calculados a partir das tabelas Simplified Energy Balance (1973 e 2000), divulgadas na publicação Key World Energy Statistics 2000 da IEA. Também foram utilizados os fatores de emissão de carbono fornecidos pelo IPCC.

As previsões de longo prazo para as emissões de CO₂ são pouco animadoras, porque em todos os cenários que fazem parte do 40 Special Report on Emission Scenarios (40 SRES) há um aumento nas emissões de CO₂.

O cenário mais otimista do IPCC é o B1T MESSAGE, que prevê um consumo total de energia de 19.500 Mtep e um consumo das fontes energéticas fósseis de 11.595 Mtep em 2050 (IPCC, 2003a). Portanto, essas fontes energéticas deverão ter uma participação de 59,5% no total de energia consumida, apresentando uma redução de vinte pontos percentuais em relação à participação verificada em 2000.

Segundo esse cenário, a participação do carvão na matriz energética mundial de consumo primário será de 4,8%. Isso significa que haverá uma redução significativa no uso do carvão para a geração de energia elétrica. Por outro lado, a participação do gás natural será de 31,5%, sugerindo que essa fonte energética ocupará parte do espaço deixado pelo carvão na geração de eletricidade. Além disso, a participação da fonte nuclear será de 5,8%, apontando para uma pequena redução na matriz mundial. Entretanto, acredita-se que essa redução não se refletirá na geração de energia elétrica, pois a participação da fonte nuclear deverá ser um pouco maior do que em 2000. Por fim, a participação das fontes energéticas renováveis, incluindo a hídrica de grande porte, será de 34,6%, mais do que dobrando. Isso significa que essas fontes também ocuparão parte da lacuna que será deixada pelo carvão na geração de energia elétrica.

Mesmo considerando o aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética mundial de consumo primário, as emissões de CO₂ continuarão crescendo. Esse cenário prevê que serão emitidas 31.096 MtCO₂ (3,99 ppm) em 2050, correspondendo a um crescimento médio anual de 0,57% nas emissões de CO₂ na primeira metade do século XXI.

O cenário mais pessimista do IPCC é o A1 AIM, que prevê um consumo total de energia de 34.333 Mtep e um consumo das fontes energéticas fósseis de 27.786 Mtep em 2050 (IPCC, 2003a). Portanto, essas fontes energéticas deverão ter uma participação de 80,9% na matriz energética mundial de consumo primário, apresentando um pequeno aumento percentual.

Segundo esse cenário, o carvão terá uma participação de 52%, dobrando em relação a 2000, enquanto o petróleo e o gás natural terão suas participações reduzidas. Dessa forma, inevitavelmente as emissões de CO₂ provocadas pelo sistema elétrico aumentarão significativamente na primeira metade do século XXI. Em relação às participações das

fontes energéticas renováveis e nuclear, elas apresentarão praticamente os mesmos percentuais.

Esse cenário prevê que serão emitidas 98.239 MtCO₂ (12,62 ppm) em 2050, correspondendo a um crescimento médio anual de 2,91% nas emissões de CO₂ na primeira metade do século XXI.

A média de todos os cenários apresentados no 40 SRES fornece um quadro que pode ser interpretado como moderado. Nele, o consumo total de energia será de 24.878 Mtep. O consumo das fontes energéticas fósseis será de 18.184 Mtep. Portanto, essas fontes energéticas apresentarão uma participação de 73,1% na matriz energética mundial de consumo primário, que corresponde a uma redução em torno de seis e meio pontos percentuais em relação a 2000.

Observa-se também que a participação do carvão será de 25,2%, mostrando um pequeno crescimento, enquanto a participação do gás natural será de 28,3%, crescendo cerca de sete pontos percentuais. A participação da fonte nuclear será de 8,1%, também mostrando um pequeno crescimento. Por outro lado, a participação das fontes energéticas renováveis será de 18,8%, correspondendo a um aumento de cinco pontos percentuais.

Nesse cenário serão emitidas 56.519 MtCO₂ (7,26 ppm) em 2050. Dessa forma, haverá um crescimento médio anual de 1,78% nas emissões de CO₂ na primeira metade do século XXI.

O que todos esses cenários sugerem é um aumento da concentração de CO₂, devido ao crescimento do consumo das fontes energéticas fósseis, mesmo que o cenário mais otimista prevaleça. Esse contexto parece ser inevitável quando se observa que a economia e a população continuarão em expansão. Entre 2000 e 2050, aproximadamente 3 bilhões de novos habitantes deverão ser incorporados à população do planeta, enquanto o PIB/PNB mundial deverá dobrar no mínimo quase seis vezes. Essas duas variáveis tornarão a demanda energética mais elevada, forçando o aumento do consumo das fontes energéticas fósseis na primeira metade do século XXI.

Deve ser ressaltado que se o cenário BT1 MESSAGE for concretizado, haverá uma redução significativa das emissões de CO₂ provocadas pela geração de energia elétrica. Em função, principalmente, da substituição do carvão pelo gás natural.

1.3.2 – A chuva ácida

A acidificação do sistema ecológico, decorrente da chuva ácida, também tem provocado sérias transformações nesse sistema e diminuído a qualidade de vida da população.

A chuva ácida é um fenômeno ocasionado pela precipitação de ácidos, principalmente o ácido sulfúrico (H_2SO_4) e o ácido nítrico (HNO_3), como chuva ou neve, que se formam na atmosfera pela combinação com o vapor d'água.

Esse fenômeno tende a reduzir o pH do solo e das águas superficiais, ocasionando mudanças que podem levar à morte ou dificultar a reprodução de alguns espécimes de peixe e de anfíbio, conforme foi observado em alguns lagos da Escandinávia (HARTE, 1992). Por outro lado, a chuva ácida provoca danos materiais e culturais, uma vez que o H_2SO_4 e o HNO_3 são ácidos muito corrosivos. Além disso, elevadas concentrações de enxofre na chuva ou na neve podem causar a destruição ou o enfraquecimento da vegetação e afetar o ciclo do nitrogênio, porque alguns organismos fixadores desse elemento são sensíveis a um pH mais ácido. Embora esses dois últimos impactos ambientais sejam regionais, eles podem ter repercussões globais (HARTE, 1992).

A emissão global de enxofre, causada pelas atividades humanas, ainda está crescendo ao longo dos anos. Segundo LEFOHN et al. (1999), a quantidade de enxofre emitida por essas atividades foi de aproximadamente 1,2 MtS em 1850 e de 71,5 MtS em 1990. GRÜBLER (2002) estima que as atividades antropogênicas emitiram uma quantidade de 76 MtS em 1990. Para a elaboração do 40 SRES, a emissão global de enxofre foi padronizada em 70,9 MtS nesse mesmo ano (IPCC, 2000).

A combustão de fontes energéticas fósseis, em particular o carvão e os derivados de petróleo, é a principal atividade antropogênica emissora de enxofre (GRÜBLER 2002). Segundo o IPCC (2003a), as emissões de enxofre do setor energético variaram de 59,7 a 65,4 MtS em 1990. Isso significa uma participação em torno de 84% a 92% na quantidade total de enxofre emitida pelas atividades humanas, tomando como referência a emissão global de enxofre padronizada no 40 SRES.

A Figura 4 mostra o crescimento das emissões globais de enxofre entre 1850 e 1990. Nela é possível observar um forte crescimento após a Segunda Guerra Mundial. Entre as grandes regiões, a Ásia merece destaque, uma vez que as emissões de enxofre têm aumentado em ritmo acelerado, devido, em grande parte, ao processo de industrialização da China (LEFOHN et al., 1999).

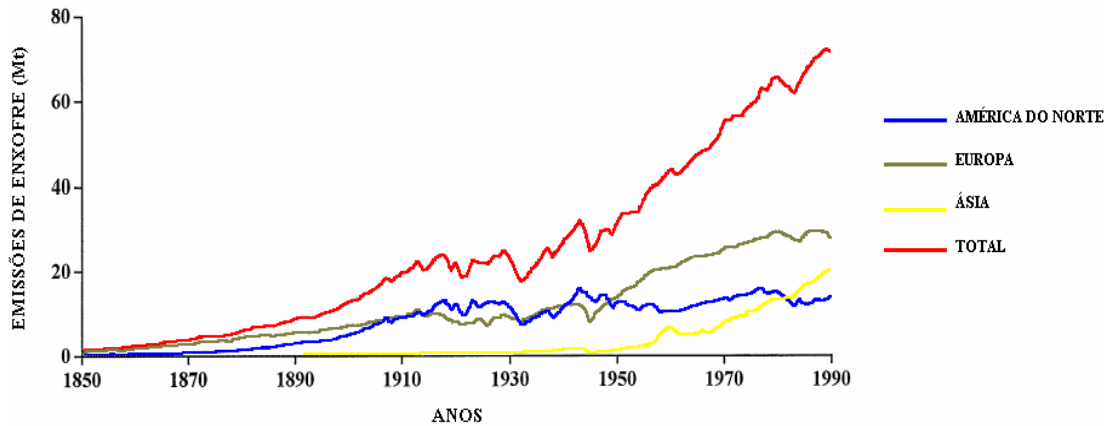


Figura 4: Emissões de enxofre entre 1850 e 1990.

Fonte: LEFOHN et al. (1999).

Em 2050 e 2100, deverão ser emitidas de 20 a 80 MtS e de 15 a 60 MtS, respectivamente (GRÜBLER, 2002), caracterizando uma tendência de redução na quantidade de enxofre emitida pelas atividades humanas. Alguns cenários mostram claramente essa tendência (Figura 5). Isso está ocorrendo principalmente em países de economia mais desenvolvida, devido à implementação de medidas mais eficientes de controle da qualidade do ar, ao uso de fontes energéticas com mais baixo teor de enxofre, à introdução de tecnologias capazes de reduzir a quantidade de enxofre e nitrogênio junto às fontes emissoras.

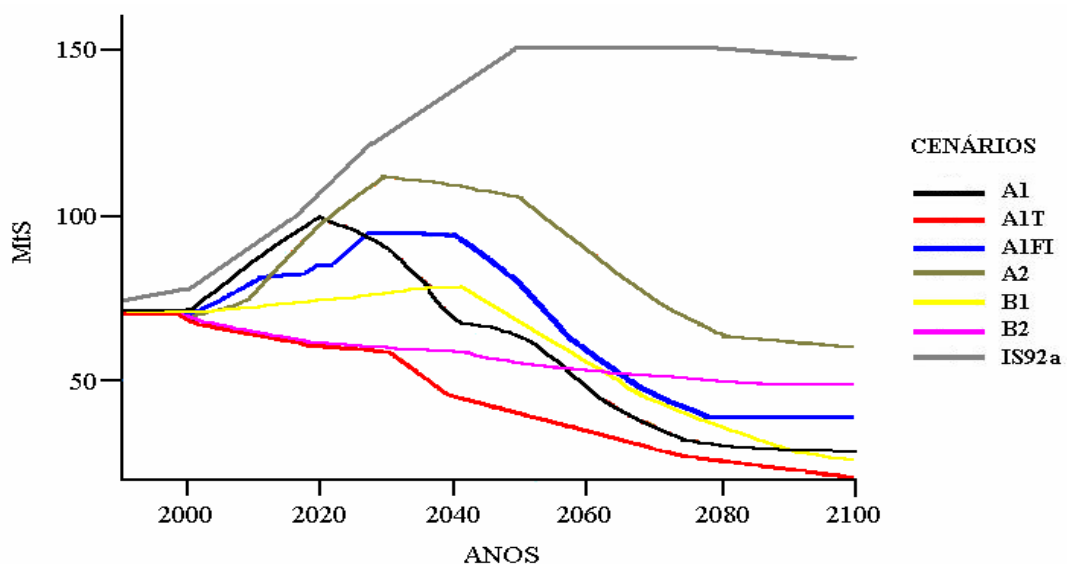


Figura 5: Projeções para as emissões de enxofre até 2100.

Fonte: IPCC (2003b).

Em relação às emissões de NO_x provocadas pelas atividades humanas, estima-se que elas ficaram entre 22 e 81 MtN em 1990, sendo usado como referencial o total de 50 MtN (GRÜBLER, 2002). Em 1980, foram emitidas cerca de 35 MtN na forma de NO_x (HARTE, 1992).

É provável que as emissões de NO_x continuem aumentando, mas não de forma tão expressiva como no passado. Nos Estados Unidos, por exemplo, foram emitidas 20,9 MtN em 1980, 21,8 MtN em 1990 e 22,2 MtN em 1998 (ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA, 1991 apud HOLLANDER E BROWN, 1992; EPA, 2003). Entretanto, como o grau de incerteza é muito elevado na quantificação das emissões de nitrogênio, devido à variedade de gases e fontes emissoras (GRÜBLER, 2002), torna-se difícil afirmar que houve um aumento nas emissões globais de NO_x nesse período.

Essa incerteza também se reflete nas projeções dos diversos cenários. Algumas delas indicam que a quantidade de NO_x emitida poderá variar de 45 a 110 MtN em 2050 e de 20 a 170 MtN em 2100 (GRÜBLER, 2002). Ou seja, em 2100, as emissões antropogênicas de nitrogênio poderão ser 60% menores ou 240% maiores do que o valor referencial utilizado em 1990.

O sistema elétrico continua sendo o principal emissor de enxofre do planeta. Nos Estados Unidos, em 1999, esse sistema emitiu 11,79 MtSO₂ (Tabela 3), correspondendo a 68,9% das emissões totais de enxofre. O mesmo comportamento não é observado em relação às emissões de óxidos de nitrogênio, visto que elas ficaram em 5,55 MtNO_x, correspondendo a 24,1% das emissões totais.

Tabela 3: Emissões americanas de SO₂ e NO_x em 1999.

	MtSO ₂	MtNO _x
SISTEMA ELÉTRICO (A)	12,45	5,73
OUTROS SISTEMAS (B)	6,42	19,66
EMISSIONES TOTAIS (C)	18,87	25,39
RAZÃO A/C (%)	65,98	22,57

Fontes: EIA (2005); EPA (2005).

1.3.3 – A poluição do ar

O maior poluidor do ar nos centros urbanos é o sistema de transporte. Entretanto, o sistema elétrico contribui para agravar esse problema, particularmente em cidades atendidas por termelétricas.

A poluição do ar nos grandes centros urbanos é causada principalmente pela combustão das fontes energéticas fósseis. Entre os principais poluentes, destacam-se: o ozônio, o monóxido de carbono, os óxidos de nitrogênio, o dióxido de enxofre e o material particulado.

O ozônio (O_3) é um gás tóxico que afeta diretamente o sistema respiratório, causando inflamação e diminuição da função dos pulmões, bem como o agravamento de doenças pré-existentes das vias respiratórias.

Esse gás é formado, em baixa altitude, pela quebra das moléculas de NO_x , devido à reação fotoquímica que ocorre na presença da luz ultravioleta, o que leva à formação de O_3 em cadeia. As principais fontes emissoras de NO_x são os veículos e as plantas de geração de energia elétrica.

A WORLD HEALTH ORGANIZATION – WHO (1999) afirma que os efeitos agudos do O_3 sobre a saúde humana são bastante reduzidos quando há uma exposição a um ambiente contendo $120 \mu g/m^3$ de ar²¹, ao longo de um período diário de 8 horas, sendo este valor utilizado como recomendação. Entretanto, ela também afirma que há registros de concentrações entre 300 e $400 \mu g / m^3$ de ar em algumas cidades.

O monóxido de carbono (CO) é produzido pela combustão incompleta das fontes energéticas. Apesar de os veículos serem as principais fontes emissoras de CO, as termelétricas, principalmente a carvão e a óleo combustível, agravam a poluição do ar por esse composto.

O CO impede o bom funcionamento do sistema circulatório, podendo causar angina e problemas na visão. Em pessoas com doenças coronarianas, ele pode provocar ataques cardíacos.

A WHO (1999) recomenda que os indivíduos não fiquem expostos a concentrações de $100 mg/m^3$ de ar por 15 minutos, $60 mg/m^3$ de ar por 30 minutos, $30 mg/m^3$ de ar por 1 hora ou a $10 mg/m^3$ de ar por 8 horas. Entretanto, em áreas urbanas, nos horários de pico, ela afirma que concentrações de $115 mg/m^3$ de ar por várias horas já foram registradas.

Os óxidos de nitrogênio (NO_x), particularmente o NO_2 , podem causar problemas respiratórios, bem como tornar os pulmões suscetíveis às infecções.

A WHO (1999) recomenda que os indivíduos não devem ficar expostos a concentrações superiores a $200 \mu g/m^3$ de ar por 1 hora ou a $40 \mu g/m^3$ de ar por ano.

²¹ $1 \mu g$ é igual a $1 \times 10^{-6} g$ ou a $1 \times 10^{-3} mg$.

Contudo, em São Paulo, por exemplo, entre 1990 e 1991, foram registradas médias anuais de $240 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar na região central da cidade (SALDIVA et al., 1995 apud WHO, 1999).

O dióxido de enxofre (SO_2) é emitido em grande parte por plantas de geração de energia elétrica a carvão e a óleo combustível, bem como pelos veículos.

Esse poluente ocasiona problemas no sistema respiratório, incluindo falta de ar e o agravamento de doenças pré-existentes das vias respiratórias e cardiovasculares.

A WHO (1999) recomenda que os indivíduos não devem ficar expostos a concentrações superiores a $500 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar por 10 minutos, $125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar por dia ou a $50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar por ano. Porém, ela afirma que várias cidades chinesas já registraram médias de concentração de SO_2 de até $330 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar e em algumas áreas próximas às rodovias foram registradas médias diárias de 310 a $875 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar.

O material particulado (MP) é representado por pequenas partículas sólidas ou líquidas em suspensão, sendo emitido por diversas fontes poluidoras, inclusive por plantas de geração de energia elétrica, principalmente a carvão, e pelos veículos.

Ao ser inalado, o MP pode causar danos aos pulmões. Alguns tipos de material particulado são muito tóxicos e podem provocar mutações das células (HOLLANDER e BROWN, 1992). Entretanto, a WHO (1999) argumenta que, devido à carência de informações sobre o MP, não existem estudos conclusivos sobre as concentrações abaixo das quais nenhum efeito prejudicial à saúde humana pode ser observado. Por isso, ela não faz nenhuma recomendação em relação às exposições de curto prazo. Porém, para exposições de longo prazo, estudos têm mostrado que concentrações de MP a partir de $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar por ano podem reduzir a expectativa de vida (WHO, 1999). Segundo a WHO, em várias cidades da China e da Índia, há registros de concentrações médias anuais superiores a $300 \mu\text{g}/\text{m}^3$ de ar.

Nos países industrializados, a concentração da maioria desses poluentes começou a ser drasticamente reduzida a partir da década de 1980. Alguns países, como os Estados Unidos, onde as emissões de NO_x aumentaram cerca de 21% entre 1970 e 1999 (EPA, 2005), parecem ter dificuldades para reduzir as emissões desse poluente. Segundo HOLLANDER e BROWN (1992), isso ocorre porque as fontes emissoras de NO_x são menores, móveis e mais numerosas. Por outro lado, nos países em processo de industrialização, a poluição do ar nos grandes centros urbanos tem atingido níveis preocupantes, com conseqüências sérias à saúde de seus habitantes.

1.3.4 – Os problemas socioambientais associados às hidrelétricas

Na ex-União Soviética, a construção de grandes hidrelétricas causou a inundação de 120 mil km² de terras agrícolas (DEBEIR et al., 1993). No Brasil, a formação dos reservatórios das hidrelétricas provocou a inundação de uma área de 34 mil km² (BERMANN, 2002). Nesse país, essa área deverá aumentar, porque sua matriz de geração de energia elétrica ainda continuará predominantemente hídrica.

Além da perda de extensas áreas, que poderiam ser destinadas à produção de alimentos, a formação dos reservatórios das hidrelétricas tem resultado no deslocamento compulsório de um grande número de famílias ribeirinhas, além de comunidades tradicionais (indígenas e remanescentes de quilombos). BERMANN (2002) afirma que cerca de 200 mil famílias brasileiras foram diretamente atingidas pela construção das hidrelétricas e conseqüentemente deslocadas para outras áreas, sem que houvesse o suporte necessário para manter a qualidade de vida dessa população.

Um outro impacto social importante refere-se ao rápido crescimento populacional desordenado, que é induzido pela construção de grandes hidrelétricas, principalmente devido à atração de mão-de-obra. Esse aumento populacional torna-se um problema para os municípios, porque a infra-estrutura existente entra em colapso. Conseqüentemente, tem-se a degradação das condições sanitárias e do serviço de saúde pública, a expansão das favelas, a ocupação irregular de terras, o crescimento dos lixões, a contaminação dos mananciais de água potável, entre outros problemas. Por exemplo, no município de Tucuruí, Estado do Pará, em apenas uma década, a população dobrou mais de cinco vezes, passando de 9,9 mil habitantes para 61,1 mil habitantes entre 1970 e 1980, devido principalmente à atração populacional que foi provocada pelo início da construção da hidrelétrica de Tucuruí²².

A elevação do preço da terra, em função da especulação, tem sido observada nas áreas onde as plantas hidrelétricas serão construídas. Isso se constitui em um problema tanto para a reforma agrária quanto para a produção de alimentos. Como exemplo, cita-se o caso do município de Vitória do Xingu, também nesse Estado, onde o hectare de terra subiu de US\$ 62.01 para US\$ 248.04²³ em apenas um semestre (SECRETARIA EXECUTIVA DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E MEIO AMBIENTE – SECTAM, s.d.), devido à perspectiva de construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte.

²² Essa hidrelétrica começou a ser construída em novembro de 1975.

²³ Valores em dólar de 2000, porém eles foram convertidos pela taxa de câmbio de janeiro de 2004, na qual US\$ 1 é igual a R\$ 2,9401.

As grandes hidrelétricas também são responsáveis por uma série de impactos ambientais.

BERMANN (2002) afirma que as hidrelétricas na Amazônia têm emitido uma quantidade considerável de dióxido de carbono e metano, estimando que somente a hidrelétrica de Tucuruí emitiu cerca de 150 milhões de toneladas de CO₂ e 1 milhão de toneladas de CH₄ nos primeiros dez anos após a formação do reservatório.

Na área da hidrelétrica de Tucuruí, por exemplo, TADEI (1996) observa um aumento da população de insetos dos gêneros *Mansonia* e *Anopheles*, em função da proliferação de macrófitas aquáticas no reservatório. Esse autor menciona que uma amostragem realizada na gleba Parakanã constatou uma taxa de 612 mosquitos por homem por hora na atividade de picar, porém ele afirma que esse número está subestimado, pois a taxa real deve ser o dobro desta. SANTOS e MÉRONA (1996) observam a redução na abundância de peixe à jusante, particularmente na região de Cameté e na área sob influência das marés, além da extinção de animais bentônicos de águas lóxicas, a dispersão do plâncton e a proliferação de espécies predadoras no reservatório. RIBEIRO (1996) relata a presença de gás sulfídrico à jusante dessa hidrelétrica, enquanto SANTOS e MÉRONA (1996) observam mudanças físicas, caracterizadas pela perda de velocidade e pelo aumento da profundidade em alguns trechos do rio Tocantins.

Os impactos ambientais provocados pelas plantas hídricas não se restringem apenas às grandes hidrelétricas. SILVA (1997) observa que a construção de uma usina marémotriz na ilha do Combu, município de Belém, Estado do Pará, acabou provocando a erosão das margens do igarapé, onde essa usina estava localizada.

1.3.5 - Os riscos das plantas nucleares

A geração de energia elétrica a partir de plantas nucleares tem sofrido uma forte oposição, principalmente devido aos riscos de vazamento de material radioativo e à possibilidade de uso do plutônio produzido nessas plantas para a fabricação de armas nucleares.

As plantas nucleares são responsáveis pela maioria dos acidentes radioativos²⁴, onde se destacam os acidentes ocorridos na planta Three Mile Island, na Pensilvânia, Estados Unidos, em 28 de março de 1979, e na planta Chernobyl, em Kiev, Ucrânia, em 26 de abril de 1986, que tiveram grande repercussão sobre a opinião pública mundial.

²⁴ A lista desses acidentes está na página <http://archive.greenpeace.org/comms/nukes/chernob/rep02.html>.

Segundo HOHENEMSER et al. (1992), o acidente na planta Three Mile Island teve origem no sistema de fornecimento de água da unidade 2 dessa planta e resultou na liberação significativa de alguns gases nobres radioativos, Xenônio e Criptônio. Como consequência, houve a auto-evacuação de cerca de 100 mil pessoas (KEMENY et al., 1979 apud HOHENEMSER et al., 1992).

O acidente na planta Chernobyl é o mais grave já registrado na história da geração nuclear. Esse acidente foi provocado por uma seqüência de falhas humanas na operação, que resultou na explosão do reator da unidade 4 dessa planta, ocasionando a liberação de uma enorme quantidade de material radioativo, que atingiu todos os países do hemisfério norte (HOHENEMSER et al., 1992).

Esse acidente causou a morte imediata de 31 pessoas e poderá ocasionar a morte por câncer de 50 mil a 100 mil pessoas em todo o mundo, nos próximos cinquenta anos, expostas à radiação (HOHENEMSER et al., 1992).

Um outro risco relacionado às plantas nucleares reside na utilização do plutônio produzido nessas plantas para a fabricação de armas nucleares. Por exemplo, uma planta nuclear, com capacidade de 1.000 MW, é capaz de produzir 200 kg de plutônio por ano (TAYLOR, 1996). Essa quantidade de plutônio é suficiente para fabricar 32 bombas atômicas anualmente, semelhantes àquela que devastou a cidade de Nagasaki²⁵. Por essa razão, TAYLOR (1996) argumenta que as tecnologias usadas para a fabricação de armas nucleares e para a geração de energia elétrica a partir de plantas nucleares estão intimamente conectadas.

Os resíduos das plantas nucleares também oferecem riscos de contaminação para a população, caso não sejam adequadamente armazenados. Além disso, TAYLOR (1996) também levanta a possibilidade de as instalações que armazenam esses resíduos serem alvos de bombardeio militar ou de sabotagem, o que poderia levar a liberação de grande quantidade de material radioativo.

²⁵ Segundo o GREENPEACE (2005), a bomba atômica que explodiu na cidade de Nagasaki continha 6,1 kg de plutônio.

1.4 – A expansão do sistema elétrico pelo mundo

1.4.1 – A estruturação do sistema elétrico moderno

O sistema elétrico representa uma das grandes conquistas da Ciência Moderna, graças às contribuições de Charles Augustin Coulomb, Alessandro Volta, Hans Christian Oersted, André Marie Ampère, Georg Simon Ohm, Michael Faraday, James Clerk Maxwell, entre outros, na área do eletromagnetismo. Sem elas, Thomas Alva Edison não teria colocado em operação a Pearl Street Power Station²⁶, em 4 de setembro de 1882, em Nova York.

Edison tornou-se o precursor do sistema elétrico moderno, porque a Pearl Street Power Station, apesar de apresentar uma baixa eficiência em relação às plantas de geração atuais²⁷, era confiável, utilizava um sistema de distribuição eficiente, com preço competitivo, que foi viabilizado pelo uso bem sucedido da lâmpada incandescente, características que deram origem à moderna indústria de serviço público de eletricidade (EIA, 1996a).

Antes do advento da energia elétrica, as fontes de energia primária eram convertidas em luz, calor e energia mecânica nos locais de consumo. Além disso, algumas delas tinham de ser estocadas para garantir uma oferta contínua de energia e exigiam um grande e eficiente sistema de transporte para evitar o desabastecimento. Com a eletricidade, a necessidade de estoque deixou de existir e o uso da energia nos locais de consumo tornou-se mais prático. Por outro lado, a utilização da energia elétrica proporcionou um ganho ambiental considerável nesses locais, porque os poluentes emitidos pela combustão das fontes energéticas foram eliminados.

Esses fatores, aliados ao preço competitivo, levaram o sistema elétrico a uma rápida expansão pelo mundo, com exceção de algumas cidades atendidas pela iluminação a gás, onde a penetração da eletricidade ocorreu de forma mais lenta, devido ao cumprimento dos contratos estabelecidos.

²⁶ A companhia de Edison começou atendendo 59 consumidores, que pagavam US\$ 4.13 por kWh (FOSTER, 1979 apud EIA, 1996a).

²⁷ De acordo com NEIL (1942) apud EIA (1996a), a Pearl Street Power Station tinha uma taxa de conversão de calor de 138.000 Btu por kWh, que corresponde a uma eficiência em torno de 2,5%. Apesar dessa baixa eficiência em relação às plantas atuais, ela utilizava apenas 1/3 do combustível usado pelas plantas predecessoras.

No Brasil, o serviço público de energia elétrica começou a ser realizado em 1883, com a inauguração da iluminação pública da cidade de Campos, no Rio de Janeiro²⁸. Esse serviço contava com uma planta de geração de eletricidade de 52 kW e com 39 lâmpadas de 2.000 velas (A ENERGIA..., 1977).

A grande desvantagem do sistema elétrico concebido por Edison consistia em distribuir eletricidade em corrente contínua. Conseqüentemente, o fornecimento de energia elétrica ficou limitado a curtas distâncias e a cargas relativamente pequenas. Isso fez com que a geração e a distribuição descentralizadas se proliferassem, elevando os custos do serviço, o que despertou o interesse pela transmissão em corrente alternada, principalmente depois que o transformador e essa tecnologia foram desenvolvidos.

Segundo CASTEN (2002), essa foi uma das três grandes batalhas que definiram a configuração do sistema elétrico atual. As outras duas envolveram a geração centralizada contra a geração descentralizada e o monopólio contra a competição. CASTEN (2002) afirma que todas essas batalhas foram geradas pelo interesse de políticos, empresários e banqueiros em capitalizar mais rápido possível o serviço público de energia elétrica.

A superioridade da corrente alternada sobre a corrente contínua ficou patente em 1896, quando a companhia de George Westinghouse conseguiu gerar energia elétrica a partir das quedas do Niagara e transmiti-la até a cidade de Buffalo, em Nova York, por uma distância superior a 32 km. Essa realização também acabou inaugurando a prática de localizar as plantas de geração de energia elétrica longe dos centros de consumo (EIA, 1996a).

As bases da geração centralizada e do monopólio começaram a ser progressivamente estabelecidas a partir do início do século XX, pois se sabia que a rentabilidade do investimento no sistema elétrico dependeria do porte do sistema e da repartição da carga (DEBEIR et al., 1993), devido aos efeitos da economia de escala, e que concessões com prazos mais longos para explorar o serviço público de energia elétrica eram necessárias para garantir o retorno dos investimentos. Além disso, havia o interesse político em facilitar o acesso da população aos benefícios proporcionados pelo serviço público de energia elétrica.

Segundo CASTEN e COLLINS (2002), o monopólio do serviço público de energia elétrica foi desenhado para acelerar a eletrificação e controlar os lucros abusivos dos

²⁸ Segundo o CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE (2005), a primeira instalação de iluminação elétrica no País foi inaugurada na Estação Central da Estrada de Ferro D. Pedro II, no Rio de Janeiro, em 1879.

monopolistas. LENIN (1985), no entanto, percebe a formação dos monopólios como uma nova fase do desenvolvimento do capitalismo, iniciada na segunda metade do século XIX, com expansão acelerada no início do século XX.

(...) o capitalismo só se transformou no imperialismo capitalista num dado momento, muito elevado, do seu desenvolvimento, quando certas características fundamentais do capitalismo começaram a transformar-se nos seus contrários, quando se formaram e se revelaram plenamente os traços de uma época de transição do capitalismo para um regime econômico e social superior. O que, sob o ponto de vista econômico, existe de essencial neste processo é a substituição da livre concorrência pelos monopólios capitalistas. A livre concorrência constitui o traço essencial do capitalismo e da produção mercantil; o monopólio é exatamente o contrário da livre concorrência; mas nós vimos esta última converter-se, sob os nossos olhos, em monopólio, criando nela a grande produção, eliminando dela a pequena, substituindo a grande por uma ainda maior, levando a concentração da produção e do capital a um ponto tal que fez e faz surgir os monopólios: os cartéis, os sindicatos patronais, os trustes, e fundindo-se com eles, os capitais de uma dezena de bancos que reúnem bilhões. Ao mesmo tempo, os monopólios não eliminaram a livre concorrência de que nasceram: eles existem acima e ao lado dela, implicando assim contradições, fricções, conflitos particularmente agudos e violentos. O monopólio constitui a passagem do capitalismo a um regime superior (LENIN, 1985, p. 87).

Para esse autor, é nessa nova dinâmica capitalista que a indústria do serviço público de energia elétrica se desenvolve, tornando-se cada vez mais poderosa.

A configuração formada pela geração centralizada e pelo monopólio se espalhou pelo mundo, sendo reforçada por bons resultados apresentados em termos de eficiência e preço da energia elétrica. Nos Estados Unidos, por exemplo, a eficiência das plantas térmicas passou de 4 % para 17% entre 1902 e 1932, enquanto o preço do kWh para o setor residencial caiu de US\$ 3.39 para US\$ 0.61 (EIA, 1996a).

A concentração do serviço público de energia elétrica nas mãos de grupos economicamente poderosos e a falta de competição no mercado foram as grandes desvantagens da geração centralizada e do monopólio. Conseqüentemente, as pequenas companhias acabaram sendo compradas pelas companhias maiores, uma vez que elas não tinham condições de apresentar a mesma eficiência técnica e econômica para ganhar mercado. Nesse contexto, o controle da iniciativa privada sobre a geração e distribuição de eletricidade se fortaleceu. Por volta de 1932, a iniciativa privada controlava 94% da geração de energia elétrica nos Estados Unidos (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 1970 apud EIA, 1996a).

1.4.2 – Ascensão e queda do controle estatal sobre o sistema elétrico

A primeira grande reorganização no controle do sistema elétrico mundial foi caracterizada por uma forte intervenção do Estado nesse sistema, motivada por um conjunto de fatores, entre os quais destacam-se: a expansão do socialismo e do nacionalismo, o pensamento keynesiano, a crise econômica causada pela Grande Depressão, os esforços para reconstruir os países destruídos pela Segunda Guerra Mundial, a importância estratégica da energia elétrica para o crescimento econômico das nações.

Essa reorganização começou a ser percebida a partir da década de 1930, tendo ocorrido em vários níveis, que compreendem desde o controle de partes específicas dos segmentos do sistema elétrico pelo Estado até a estatização completa desse sistema.

Nos Estados Unidos, por exemplo, essa intervenção teve como objetivos evitar os abusos sobre os preços da energia elétrica e proporcionar uma oferta de eletricidade com preços relativamente mais baixos para consumidores especiais, considerados importantes no processo de retomada do crescimento econômico (EIA, 1996a).

Em busca desses objetivos, a administração Roosevelt lançou o plano *New Deal*, no qual o governo federal passou a ter a função de atuar na geração, através da construção de grandes hidrelétricas, e distribuição de energia elétrica, visando a proporcionar uma oferta de energia de mais baixo custo e a criação de um número considerável de empregos. Isso estimulou o aumento da participação da fonte hídrica na matriz americana de geração de eletricidade. Em 1949, essa participação estava em 32% (EIA, 2003a). Além disso, o governo federal passou a controlar mais de 12% da geração total americana (EDISON ELECTRIC INSTITUTE, 1970 apud EIA, 1996a).

No Brasil, o controle do Estado sobre o sistema elétrico começou a se efetivar com a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) em 1945. LEITE (1997) considera esse ato a primeira intervenção direta do governo federal no sistema elétrico nacional. Entre os fatores que motivaram essa intervenção, destacam-se: o êxito do plano *New Deal*, os constantes racionamentos de energia elétrica, que tomaram conta do País durante a Segunda Guerra Mundial, a falta de perspectiva em relação à descoberta de reservas de petróleo e gás natural no território nacional, a concentração das reservas de carvão na Região Sul, a intensificação do processo de industrialização da economia brasileira, o crescimento e o fortalecimento do nacionalismo, a aprovação do Código das Águas em 1934, que transferiu o poder de autorização e concessão dos aproveitamentos hidrelétricos à União, a ideologia de aproveitar o potencial energético brasileiro, como

forma de impulsionar o crescimento da indústria brasileira, gerar empregos e economizar divisas.

Diferentemente do que ocorreu nos Estados Unidos, o controle do sistema elétrico por parte do governo federal no Brasil teve uma amplitude maior. O ápice desse processo ocorreu com a criação das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS) em 1961. Entretanto, ele só foi definitivamente concluído com a encampação das empresas do grupo Light em janeiro de 1979.

Um outro aspecto importante da intervenção do Estado no sistema elétrico mundial foi observado no atendimento rural nos Estados Unidos. Em 1936, o governo sancionou a Rural Electrification Act, com o objetivo de impulsionar a eletrificação da zona rural americana. Essa lei estabeleceu as ações da Rural Electrification Administration (REA), criada em 11 de maio de 1935 pela Executive Order nº 7037, cuja função consistia em fornecer empréstimos e assistência técnica às cooperativas de eletricidade, que atendessem cidades e áreas rurais com população abaixo de 2.500 habitantes. Em 1944, a REA foi estendida por tempo indeterminado²⁹. Além disso, medidas como a redução das taxas de juros abaixo das praticadas pelo mercado e a autorização para a construção de novas plantas de geração foram implementadas (EIA, 1996a).

Essa lei criou as condições para que o percentual de propriedades rurais eletrificadas chegasse a quase 80% em 1950 contra os 11% verificados em 1932 (U.S. BUREAU OF THE CENSUS, 1975 apud EIA, 1996a).

O modelo de intervenção estatal no controle do sistema elétrico, tanto em sua forma mais branda, como ocorreu nos Estados Unidos após a Grande Depressão, como em sua forma mais agressiva, como ocorreu no Brasil e em muitos países europeus no período pós-guerra, foi indispensável. Afinal, ele possibilitou o fornecimento de energia elétrica mais barata para sustentar o crescimento econômico em muitos países.

A nacionalização representou um ideal europeu do pós-guerra considerado para criar empresas estatais grandes e fortes, que forneceram muitos trabalhos públicos e que permitiram aos políticos europeus exercer influência sobre suas economias. Um amplo consenso nas políticas européias depois defendeu que um setor industrial estatal era necessário para a prosperidade e

²⁹ A REA foi extinta em outubro de 1994, sendo criada a Rural Utilities Service (RUS), cuja missão consiste em levar à zona rural os serviços públicos de energia elétrica, telecomunicações, abastecimento de água e coleta de lixo (EIA, 1996a).

estabilidade da classe média (THE WASHINGTON POST, 1994 apud EIA, 1996b, p.3).

Esse modelo começou a enfrentar as primeiras dificuldades a partir da década de 1960. Nos Estados Unidos, as *utilities*³⁰ passaram a crescer mais lentamente e seus custos começaram a aumentar, quebrando a tendência de crescimento que havia marcado a expansão do sistema elétrico americano até então (EIA, 1996a). Essas dificuldades decorreram da escalada inflacionária, da introdução de equipamentos para reduzir a emissão de gases poluentes nas plantas de geração, devido às pressões ambientalistas, do blecaute ocorrido em 1965, que colocou em xeque a interligação do sistema elétrico americano, do reduzido ganho de eficiência nas plantas térmicas (EIA, 1996a).

Em 1973, a participação dos derivados de petróleo na matriz de geração de energia elétrica americana estava em 17%, ficando atrás apenas do carvão e do gás natural (EIA, 2003a). Com a elevação do preço do petróleo e a intensificação do processo inflacionário, os custos de geração das *utilities* aumentaram consideravelmente, refletindo-se nas tarifas pagas pelos consumidores (Tabela 4).

Tabela 4: Preços médios da energia elétrica nos Estados Unidos (cents/kWh)³¹.

	Residencial	Comercial	Industrial	Outros	Total
1973	7.4	7.1	3.9	6.2	6.0
1978	8.9	9.1	5.8	7.5	7.7
1981	9.9	10.1	6.9	8.5	8.8
1983	10.4	10.2	7.3	9.3	9.2

Fonte: EIA (2003b).

É nesse cenário de elevação do preço da energia elétrica que a Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) foi aprovada em novembro de 1978. Essa lei teve como objetivo central promover a conservação de energia elétrica, porém, ao abrir o mercado de vendas de energia elétrica por atacado para as *nonutilities*, ela acabou lançando a base para

³⁰ Segundo a EIA (1996a), *utilities* são definidas como companhias privadas e agências públicas envolvidas na geração, transmissão e/ou distribuição de carga elétrica para uso público. Por outro lado, as *nonutilities* são definidas como qualquer entidade privada que gera energia elétrica para seu uso próprio e/ou para a venda às *utilities* ou a outros.

³¹ Valores em dólar de 1996.

abertura desse mercado, tornando-se “um catalisador para a competição na indústria de oferta de energia elétrica” (EIA, 1996a, p.1).

Os custos de geração de energia elétrica aumentaram em todos os países na década de 1970, mesmo naqueles com pequena participação dos derivados de petróleo na matriz de geração. Entretanto, como o Estado controlava o sistema elétrico, as tarifas de eletricidade foram utilizadas como mecanismo de contenção da inflação em muitos países. Essa política comprometeu a situação econômico-financeira das concessionárias, pois a remuneração obtida com a prestação do serviço público de energia elétrica era insuficiente para cobrir os custos totais desse serviço.

O desempenho da economia mundial foi duramente afetado a partir da década de 1970. Segundo DUMÉNIL e LÉVY (2002), a produtividade do trabalho foi reduzida, o desemprego aumentou, as taxas de crescimento e de acumulação tornaram-se mais baixas, a acumulação tornou-se demasiada, a recessão e a inflação aumentaram, definindo os contornos de uma crise estrutural, que não foi contida pelas políticas keynesianas implementadas nesse período.

Essa crise teve uma importância fundamental para a ascensão e aceitação da concepção neoliberal, que prescreveu um conjunto de políticas, com o objetivo, na interpretação de DUMÉNIL e LÉVY (2002), de restaurar o poder e a renda da classe de proprietários capitalistas depois de um longo retrocesso. Nessa perspectiva, o livre mercado seria o mecanismo de transferência de renda e poder.

As políticas neoliberais começaram a ser implementadas em grande escala pelas administrações de Margaret Thatcher, no Reino Unido, e Ronald Reagan, no Estados Unidos. Em pouco tempo, elas se disseminaram pelo resto do mundo.

Na metade da década de 1980, os governos dos países industrializados estavam convencidos de que uma participação mínima do Estado na área de infra-estrutura e produção era a única forma de retomar o crescimento econômico. Temas da concepção neoliberal, como livre mercado, desregulamentação e privatização, foram debatidos na conferência de cúpula econômica, que ocorreu em Bonn, em maio de 1985 (YERGIN, 1994).

Em 1989, as instituições financeiras internacionais, com sede em Washington, elaboraram um conjunto de orientações políticas neoliberais para serem implementadas pelos países da América Latina, no qual a privatização e a desregulamentação também eram partes integrantes.

Segundo BACON e BESANT-JONES (2001), as reformas neoliberais no sistema elétrico foram primeiramente implementadas no Chile, Inglaterra, Gales e Noruega na década de 1980, espalhando-se por outros países na década de 1990, através de um efeito demonstração.

A propagação das políticas neoliberais pelo sistema elétrico em âmbito mundial pode ser avaliada através de um levantamento realizado em 151 países em 1998. Esse levantamento mostrou que 15 países, até então, tinham implementado reformas liberais substanciais em seus sistemas elétricos, enquanto outros 55 países haviam planejado essas reformas ou estavam com elas em curso (BACON e BESANT-JONES, 2001).

O aumento da renda do Estado, através da venda de ativos, o aporte de investimento de capital para os diversos segmentos do sistema elétrico, o melhor desempenho gerencial, a transferência de tecnologia, a escolha do mercado como mecanismo de definição do preço da energia elétrica, a eliminação da capacidade instalada ociosa, a redução dos custos da energia elétrica para os consumidores, devido aos ganhos de eficiência, a vantagem de criar redes regionais e nacionais, as reflexões se a geração de energia elétrica é um monopólio natural, são razões que têm sido utilizadas para justificar a privatização do controle do sistema elétrico (EIA, 1996b)³².

BACON e BESANT-JONES (2001) identificam três modelos que têm sido implementados para estimular a competição na comercialização de energia elétrica. No primeiro, tem-se um único comprador ou agência que escolhe de quem ele irá comprar energia elétrica, entre os diversos produtores, para fornecer às companhias distribuidoras e/ou aos grandes consumidores. Esse modelo tem sido adotado pela China, Índia, Indonésia, Filipinas. No segundo, as companhias de distribuição escolhem de quem elas irão comprar energia elétrica entre os diversos produtores, ocasionando a abertura da rede de transmissão. Esse modelo foi implantado no Chile e inicialmente na Inglaterra e Gales. No terceiro, os consumidores escolhem seus fornecedores de energia elétrica, ocasionando também a abertura das redes de transmissão e distribuição. Esse modelo tem sido implementado atualmente na Inglaterra, Gales e Noruega.

A função do Estado nesse processo restringe-se à regulamentação da atuação da iniciativa privada, observando as leis de mercado, e à criação dos mecanismos necessários

³² A EIA concebe a privatização como um conceito que envolve não apenas a venda total ou parcial de ativos estatais para a iniciativa privada, mas também a desregulamentação, remoção de subsídios e transferência de ações.

para promover e intensificar a competição, eliminando possíveis barreiras que podem limitá-la.

Um fator que tornou possível a competição no segmento de geração de energia elétrica foi o desenvolvimento das turbinas a gás. Segundo SMELOFF e ASMUS (1997), essas turbinas podem atingir uma eficiência de 75% ou mais, quando utilizadas em cogeração, o que reduz os custos de geração de energia.

Os defensores da transferência do controle estatal do sistema elétrico para a iniciativa privada afirmam que a competição pode proporcionar uma redução das tarifas para os consumidores finais de energia elétrica. Entretanto, essa afirmação é questionável.

A Figura 6 mostra o comportamento da tarifa média residencial em sete países, que implementaram reformas neoliberais em seus sistemas elétricos. Com exceção dos Estados Unidos, onde a tarifa residencial tem apresentado uma contínua redução, e da Hungria, onde essa tendência é completamente inversa, o comportamento dessa tarifa tem oscilado bastante.

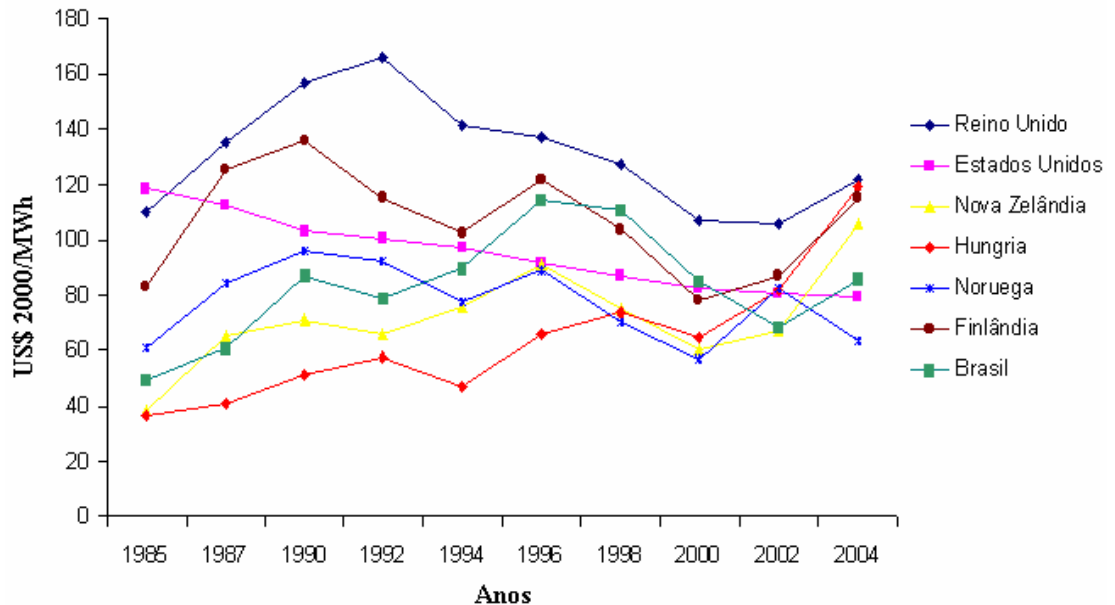


Figura 6: As tarifas médias residenciais em alguns países que liberalizaram o sistema elétrico.

Fonte: IEA (s.d.) apud ELETROBRÁS (s.d.), ELETROBRÁS (s.d.), ANEEL (2005a), IEA (2002, 2003 e 2004), EIA (2003b).

Em um primeiro momento, a tarifa residencial sofreu uma elevação no Reino Unido, Finlândia, Noruega, Nova Zelândia e Brasil. Esse fenômeno provavelmente teve relação com a capitalização dos sistemas elétricos desses países, com o objetivo de torná-los mais atrativos para a iniciativa privada. Na primeira metade da década de 1990, uma tendência de redução tarifária começou a ser observada no Reino Unido, Finlândia e Noruega. No Brasil e na Nova Zelândia, essa tendência foi verificada na segunda metade dessa década. A partir de 2000, no entanto, a tarifa residencial em todos esses países tem mostrado uma tendência de elevação, pois houve um aumento real entre 1985 e 2004.

Essa tendência refuta a argumentação de que as reformas neoliberais no sistema elétrico beneficiariam os consumidores através da redução tarifária, ocasionada pelo ganho de eficiência no gerenciamento desse sistema e pelo aumento da competição no mercado de eletricidade.

1.4.3 – A substituição das fontes energéticas na geração de energia elétrica

Outra forma de reorganização do sistema elétrico tem sido observada no segmento de geração de energia elétrica, particularmente em relação às fontes energéticas utilizadas. Essa reorganização tem ocorrido em função do desenvolvimento tecnológico, do custo das tecnologias, dos interesses políticos e, mais recentemente, dos problemas ambientais e de segurança.

A geração de energia elétrica foi dominada pelo uso do carvão e da fonte hídrica na primeira metade do século XX. Em 1950, nos Estados Unidos, o carvão tinha uma participação em torno de 46% na matriz de geração de energia elétrica, a fonte hídrica, cerca de 30%, o gás natural, cerca de 13%, e os derivados de petróleo, cerca de 10%.

Em muitos países, onde as reservas das fontes energéticas fósseis eram escassas, a fonte hídrica foi mais amplamente difundida. Na França, por exemplo, a hidreletricidade foi apontada como um dos principais indutores do processo de modernização, apresentando uma participação na geração de energia elétrica de 40% em 1929 e de 60% em 1938 (DEBEIR et al., 1993). No Brasil, a capacidade instalada hídrica superou a térmica em 1900. Por volta de 1910, a participação da fonte hídrica na geração de energia elétrica era de quase 80% (LEITE, 1997).

a) O aumento da participação dos derivados de petróleo

A partir da segunda metade do século XX, o sistema elétrico mundial começou a passar por uma nova reorganização no segmento de geração de energia elétrica, que inicialmente foi observada nos países industrializados e teve como características a utilização mais ampla dos derivados de petróleo. Entre os fatores que provocaram essa reorganização, o baixo preço do petróleo destaca-se como o mais importante.

Nos Estados Unidos, em 1949, a participação dos derivados de petróleo na geração de eletricidade era de 10%. A partir da década de 1950, houve uma tendência de redução nessa participação, fazendo com que ela permanecesse em 6% ao longo da primeira metade da década de 1960, devido à penetração do gás natural. Entretanto, no final dessa década, os derivados de petróleo começaram a substituir tanto o carvão quanto o gás natural no segmento de geração. Em 1973, eles tinham alcançado uma participação de 17% (EIA, 2003a).

Esse processo de substituição também foi observado em outros países. A participação do carvão na matriz de consumo do Reino Unido foi reduzida de 90% em 1950 para menos de 50% em 1975 (HUMPHREY e STANISLAW, 1979). Na Europa Ocidental, a participação do carvão na matriz de consumo caiu de 75% em 1955 para 22% em 1972 (YERGIN, 1994). Como a maior parte do carvão era consumida na geração de energia elétrica, deduz-se que houve também um aumento da participação dos derivados de petróleo nesse segmento.

b) O aumento da participação da fonte nuclear

As bombas atômicas que explodiram em Hiroshima e Nagasaki transformaram as armas nucleares em uma questão de segurança nacional, porque muitos estrategistas militares argumentam que um país terá receio de atacar outro, caso este possua essas armas, pois as conseqüências para quem ataca serão devastadoras.

Uma das estratégias para reduzir os custos de produção do plutônio consiste em transformá-lo em subproduto das plantas nucleares de geração de energia elétrica. Dessa forma, estabeleceu-se um vínculo entre a fabricação de armas nucleares e a operação das plantas nucleares de geração de energia elétrica.

Na França, a energia nuclear deu os primeiros passos pelas mãos do general Charles de Gaulle³³, quando ele criou a Commissariat À L'energie Atomique (CEA) em outubro de 1945, com o objetivo de desenvolver pesquisas nucleares para fins militares e civis.

Nos Estados Unidos, antes da aprovação da lei sobre energia nuclear, houve um debate sobre o controle da energia atômica, se ele deveria ser civil ou militar. Em julho de 1946, o Congresso americano aprovou a Atomic Energy Act, que estabeleceu a Atomic Energy Commission (AEC).

No Reino Unido, a energia nuclear começou a ser desenvolvida com a aprovação da Atomic Energy Act em 1946. Entretanto, até 1954, esse desenvolvimento ficou sob responsabilidade do Ministry of Supply, “um remanescente da Segunda Guerra Mundial” (PATTERSON, 1985, p.4). Com a criação da United Kingdom Atomic Energy Authority (UKAEA), em julho de 1954, pela Atomic Energy Authority Act de 1954, houve uma reestruturação no controle do desenvolvimento da energia nuclear. A partir dessa reestruturação, a UKAEA passou a administrar vários setores pertencentes a esse ministério (PATTERSON, 1985).

No Brasil, através do Decreto Federal nº 40.110, de 10 de outubro de 1956, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) foi criada. Pouco tempo depois, o governo federal estabeleceu a Política Nacional de Energia Nuclear, através da Lei nº 4.118, de 27 de agosto de 1962, que considerou a energia nuclear um monopólio do Estado e transferiu à CNEN a competência para exercê-lo.

A trajetória que marcou a criação desses organismos e a corrida armamentista provocada pela Guerra Fria fizeram com que a opinião pública desconfiasse da retórica de que a energia nuclear seria utilizada para melhorar o bem-estar da população e fortalecer a paz entre os povos. Alguns fatos reforçaram essa desconfiança. Por exemplo, no final da década de 1940, a AEC gastou apenas 9% de seu orçamento com projetos para fins não-militares, conduta que revela a hipocrisia do famoso discurso do presidente Dwight Eisenhower – átomos para a paz – realizado em 8 de dezembro de 1953 (ECKSTEIN, 1997).

Nesse contexto de total desconfiança sobre os reais interesses pela energia nuclear, a planta Calder Hall³⁴, localizada em Cumbria, no Reino Unido, foi conectada à rede elétrica, em agosto de 1956.

³³ Nessa época Charles de Gaulle estava como presidente interino da França.

Segundo ECKSTEIN (1997), no final da década de 1950 era possível construir uma planta nuclear de 60 MW por US\$ 367 milhões, cerca de US\$ 6,100 por kW instalado. Entretanto, se houvesse uma demanda significativa por essa tecnologia, o fator economia de escala poderia reduzir esse custo. Isso estava condicionado à elevação do consumo de energia elétrica e, por outro lado, à redução da participação das plantas térmicas e hídricas na matriz de geração de eletricidade.

Nos Estados Unidos, no final da década de 1950, onde o carvão, o gás natural e a fonte hídrica contribuía com mais de 90% na oferta de eletricidade (EIA, 2003a)³⁵, o governo federal adotou algumas medidas que acabaram impulsionando a expansão da geração. Entre elas, destacam-se: o forte subsídio, que em alguns casos chegou a mais de 90% do custo total de construção das plantas nucleares (ECKSTEIN, 1997), a política *No New Starts* da administração Eisenhower, que conteve a construção de novas hidrelétricas, e a aprovação de leis que permitiram a participação da iniciativa privada na construção das plantas nucleares e a redução da responsabilidade desse ator em caso de acidentes com essas plantas (EIA, 1996a).

Por parte da iniciativa privada, as estratégias adotadas foram os contratos *turnkey*³⁶, com custos de capital irreais e não-lucrativos (ECKSTEIN, 1997), e a construção de unidades maiores. Todas essas medidas, aliadas ao forte crescimento da demanda elétrica, deram resultado, uma vez que as companhias de serviço público de eletricidade começaram a pedir mais plantas nucleares de tamanhos cada vez maiores, cuja eficiência ainda não havia sido demonstrada (EIA, 1996a).

No final da década de 1960, os Estados Unidos já apresentavam a maior capacidade instalada conectada à rede a nível mundial, com o Reino Unido e França, respectivamente, em segunda e terceira posições (IAEA, 2003).

³⁴ A Calder Hall é considerada a primeira planta nuclear de geração de eletricidade de grande porte a ser conectada à rede elétrica. Esta planta era constituída por quatro unidades de 60 MW nominais cada uma, do tipo *Gas Cooled Reactor* (GCR). Ela começou a ser construída em 1/8/1953 e começou sua operação comercial em 1/10/1956, tendo sido desativada em 2003. A BRITISH NUCLEAR FUELS PLC foi a operadora dessa planta (INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY – IAEA, 2003). Na internet encontra-se informação sobre uma planta localizada em Obininski, Rússia, com potência de 5MW, e outra em Idaho, Estados Unidos, com potência de 3,5 MW, que forneceram eletricidade, respectivamente, em 1954 e 1955.

³⁵ Em 1957, as plantas a carvão participaram com 55%, as plantas a gás natural, com 18% e as plantas hídricas, com 21% na oferta interna de eletricidade nos Estados Unidos.

³⁶ São contratos em que as companhias compram uma planta de geração e só tem a preocupação de pagar e colocá-la em operação.

Entre 1962 e 1974, houve um crescimento acelerado de unidades nucleares conectadas à rede elétrica (Figura 7), principalmente nos Estados Unidos, Japão, Reino Unido e Alemanha.

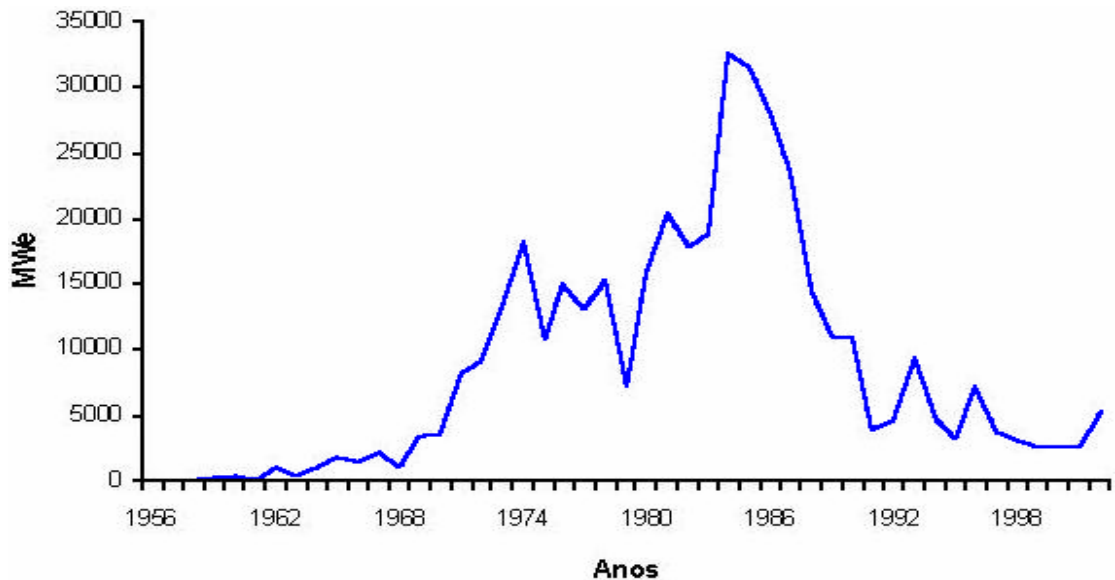


Figura 7: Unidades nucleares conectadas anualmente à rede elétrica no mundo.
Fonte: IAEA (2003).

A redução do custo de capital, a crença de que as plantas nucleares forneceriam energia elétrica de baixo custo, a flexível fiscalização de segurança, o sucesso da campanha “átomos para a paz”, que acabou convencendo uma parte da opinião pública, as assinaturas de tratados proibindo determinados testes nucleares, a perspectiva de um elevado crescimento da demanda de eletricidade, a implementação de uma política energética centrada na redução da dependência de fontes energéticas importadas para a geração de eletricidade, como ocorreu com o Japão, foram os principais fatores que contribuíram para essa expansão.

Nesse período, Paquistão e Argentina, dois países periféricos na economia capitalista, conectaram suas primeiras unidades nucleares à rede, respectivamente em 1972 e 1974, reforçando a ideologia de que a energia nuclear estava ao alcance de todos.

Entre 1973 e 1985, o sistema elétrico mundial passou por um período de grande instabilidade. A escalada inflacionária, o aumento do custo de capital das plantas

nucleares, a oposição popular, acabaram limitando o uso da fonte nuclear na geração de energia elétrica.

A partir de 1974, os sinais de uma grave crise na geração de energia elétrica a partir da fonte nuclear começaram a aparecer. Nos Estados Unidos, o consumo de energia elétrica não cresceu significativamente. Entre 1962 e 1973, ele cresceu em média 7,5% por ano contra 3,2% por ano entre 1974 e 1979 (EIA, 2003c), devido à recessão econômica, sendo esse um importante fator de inviabilidade, porque a disseminação das plantas nucleares também depende do aumento do consumo de eletricidade (DEBEIR et al., 1993).

Com a demanda de energia elétrica crescendo menos que o esperado, os pedidos de novas plantas nucleares começaram a cair e os cancelamentos se intensificaram. Por outro lado, o custo de capital que havia sido reduzido ao longo do tempo começou a subir. Depois de 1976, esse custo dobrou mais de três vezes em relação a 1971 (EIA, 1996a). Além disso, a fiscalização sobre a construção das plantas nucleares ficou mais rigorosa, devido ao aumento da preocupação com a segurança.

Se o aumento do preço do petróleo teve contribuição na crise na geração nuclear, paradoxalmente ela favoreceu a expansão desse tipo de geração em alguns países, principalmente naqueles altamente dependentes de fontes energéticas externas, como a França, que decidiu utilizar as plantas de geração nuclear para reduzir sua dependência energética externa.

A crise na geração nuclear foi intensificada em 1979, devido ao acidente ocorrido na planta Three Mile Island e ao segundo aumento significativo do preço do barril de petróleo.

Segundo HOHENEMSER et al. (1992), o efeito psicológico causado pelo acidente na usina Three Mile Island contribuiu para que nenhuma nova planta nuclear fosse encomendada nos Estados Unidos a partir de 1979. A opinião pública passou a desconfiar da segurança das plantas nucleares e a pressão dos movimentos ambientalistas, contrários ao uso da energia nuclear, tornou-se mais intensa. Por outro lado, o custo do capital dessas plantas foi empurrado para cima, devido à desestabilização econômica. No início da década de 1980, esse custo havia dobrado mais de sete vezes em relação ao custo observado em 1971 (EIA, 1996a).

O elevado crescimento das unidades nucleares conectadas à rede a nível mundial entre 1980 e 1984, explica-se pela entrada em operação das unidades nucleares que já estavam encomendadas antes do acidente na Three Mile Island e da elevação dos custos de

capital das plantas nucleares, bem como pela intensificação da política de substituição das fontes energéticas fósseis pela fonte nuclear, principalmente em países com forte dependência energética. Efetivamente, a redução das unidades nucleares conectadas à rede só começou a ser observada a partir de 1985.

Na Suécia, por exemplo, através de um referendo realizado em março de 1980, a população decidiu abandonar a geração nuclear de energia elétrica após o fechamento da última planta, que ocorreria depois de 2010. Entretanto, ao longo da década de 1980, esse país conectou seis unidades nucleares à rede, com capacidade bruta de 6.324 MWe (IAEA, 2003), que já estavam programadas.

O acidente em Chernobyl, na Ucrânia, no final de abril de 1986, decretou o fim da primeira fase das plantas de geração nuclear, uma vez que ele intensificou a sensação de insegurança em relação a elas.

HOHENEMSER et al. (1992) observam que depois dos acidentes em Three Mile Island e Chernobyl, a opinião pública perdeu a confiança no governo e na iniciativa privada para gerenciar de forma segura as plantas nucleares e começou a achar que a fiscalização dessas plantas era realizada de maneira inadequada.

Essa insegurança fez com que muitos países revissem suas políticas energéticas em relação ao uso da fonte nuclear para a geração de energia elétrica. Em alguns países da Europa, como Alemanha e Espanha, onde ocorreu uma expansão acelerada desse tipo de geração, nenhuma unidade nuclear foi conectada à rede entre 1990 e 2002.

Nos Estados Unidos, Canadá e Reino Unido, isso vem acontecendo praticamente desde a metade da década de 1990. Apenas o Japão, a Coreia do Sul, a China e a Rússia mostram sinais de expansão da geração de energia elétrica a partir da fonte nuclear.

No Brasil, há uma tendência de concluir a construção das usinas nucleares, que tiveram suas obras iniciadas na metade da década de 1970. A usina Angra II foi conectada à rede em 21 de julho de 2000, depois da retomada de sua construção no início de 1995. Em relação à retomada da construção da usina Angra III, um debate está sendo travado nesse sentido, no qual os defensores utilizam como argumentos o retorno dos investimentos já realizados nessa usina, a diversificação da matriz energética, a autonomia tecnológica e a manutenção da capacidade técnica na área nuclear e os opositores, os altos custos envolvidos na construção dessa usina, bem como questões sobre a segurança, o risco de proliferação de armas nucleares e o armazenamento dos resíduos radioativos. Entretanto, ainda há uma indefinição sobre a retomada da construção ou não dessa usina.

c) O aumento da participação do gás natural

A desconfiança em relação ao preço do petróleo, o alto custo de capital e a insegurança que estão associados às plantas nucleares, as pressões ambientalistas para reduzir as emissões de carbono no planeta, o desenvolvimento tecnológico, a redução de custos, as mudanças na legislação, são fatores que têm motivado uma nova reorganização no segmento de geração de energia elétrica, cuja característica consiste no aumento da participação do gás natural na matriz mundial de geração de energia elétrica.

Segundo a IEA (2004), entre 1973 e 2002, o sistema elétrico gerou, respectivamente, cerca 739 TWh e 3.065 TWh³⁷ a partir do gás natural, fazendo com que a participação dessa fonte energética passasse de 12,1% para 19,1% na matriz mundial de geração de energia elétrica. Isso corresponde a um crescimento médio anual em torno de 5% nesse período. Conseqüentemente, o gás natural passou a ser a segunda fonte de energia mais utilizada para geração de energia elétrica, sendo superado apenas pelo carvão.

Esse crescimento só foi possível pela descoberta de novas reservas de gás natural e pelo desenvolvimento tecnológico no transporte dessa fonte de energia, particularmente na forma liquefeita.

Em 1979, as reservas provadas de gás natural no mundo somavam cerca de 72,9 trilhões de metros cúbicos. Em 2003, elas passaram para cerca de 175,8 trilhões de metros cúbicos (BP, 2000 e 2004). Nesse período, as reservas de gás natural tiveram um crescimento médio anual em torno de 3,7%, superando o crescimento das reservas provadas de petróleo, que ficou em torno de 2,4%.

Com exceção da América do Norte, todas as regiões do planeta apresentaram um crescimento significativo das reservas provadas de gás natural nesse período (Figura 8), com destaque para o Oriente Médio e para a Europa e Eurásia, onde estão localizadas cerca de 76% das reservas do planeta.

³⁷ Corresponde a 1 bilhão de kWh.

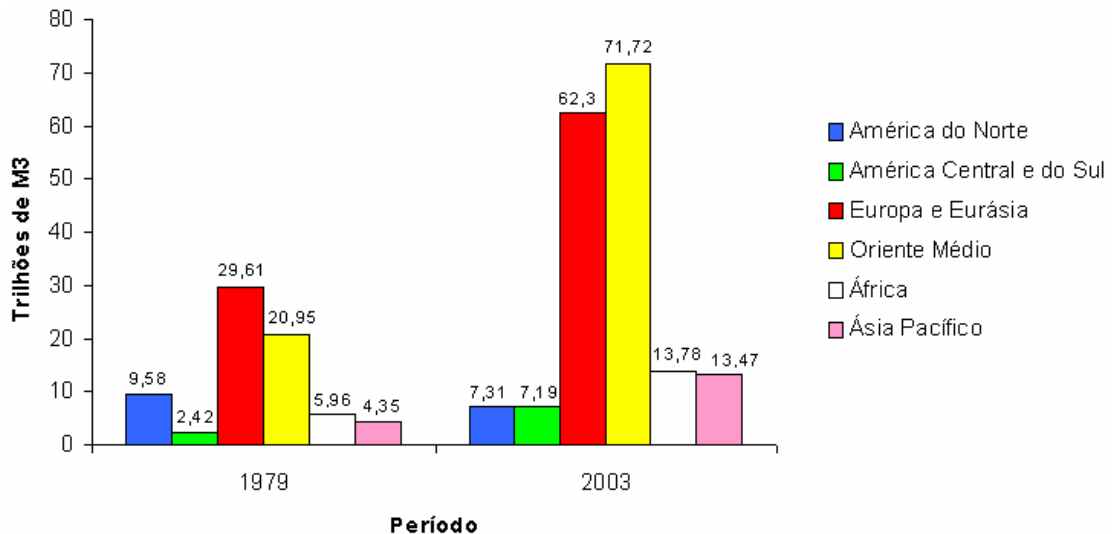


Figura 8: Reservas mundiais de gás natural.

Fonte: BP (2000 e 2004).

No Oriente Médio, o Catar e o Irã possuem reservas de gás natural da ordem de 52,5 trilhões de metros cúbicos, isto é, cerca de 73% das reservas regionais e aproximadamente 30% das reservas mundiais (BP, 2004). Na Europa e Eurásia, a Rússia possui reservas da ordem de 47 trilhões de metros cúbicos (BP, 2004), que corresponde a algo em torno de 75% das reservas regionais e aproximadamente 27% das reservas mundiais. Portanto, esses três países detêm mais de 50% das reservas provadas do planeta.

As reservas brasileiras de gás natural são pouco expressivas, quando comparadas com as reservas mundiais. Em 2003, as reservas provadas estavam em torno de 245,3 bilhões de metros cúbicos (MME, 2004a), correspondendo apenas a 0,14% das reservas provadas existentes no mundo.

Os Estados Unidos são o país que mais utilizam o gás natural para a geração de energia elétrica. Em 2002, ele gerou 712 TWh, que correspondem a algo em torno de 23% da geração total mundial a partir do gás natural, seguido pela Rússia e Japão, respectivamente, com gerações de 385 TWh e 245 TWh (IEA, 2004).

Depois da Segunda Guerra Mundial, a expansão do uso do gás natural no segmento de geração de energia elétrica dos Estados Unidos ocorreu em ritmo acelerado. Na década de 1960, o crescimento da economia americana, o declínio do preço das fontes energéticas e a preferência do consumidor pela energia elétrica fizeram com que a geração e a capacidade instalada crescessem em média quase 7,5% por ano (EIA, 1996a), sendo que

esse crescimento foi motivado principalmente pelo aumento da geração a gás natural e a derivados de petróleo.

O rápido crescimento do uso do gás natural, não apenas na geração de energia elétrica, e a tentativa da Federal Power Commission (FPC) de controlar o preço do gás tiveram como consequência a redução da vida útil das reservas provadas dessa fonte de energia. Em 1960, a razão entre reserva provada e produção estava em 15 anos. Em 1973, ela havia sido reduzida para 9 anos³⁸. Além disso, a intensificação do processo inflacionário nos Estados Unidos, aliada ao forte crescimento no consumo de gás natural, criou um ambiente favorável para o aumento de preço do gás natural. Em 1970, o preço do gás natural para as *utilities* estava em US\$ 1.27 por milhão de Btu e para as *nonutilities* em US\$ 1.72 por milhão de Btu. Em 1975, ele passou para US\$ 1.65 por milhão de Btu para as *utilities* e para US\$ 3.20 por milhão de Btu para as *nonutilities* (EIA, 1996a).

Em resposta à turbulência no mercado de gás natural, o governo federal passou a intervir nesse mercado. Inicialmente com a Energy Supply and Environmental Coordination Act em 1974 e mais tarde com a Powerplant and Industrial Fuel Use Act e a Natural Gas Policy Act, ambas em 1978.

As duas primeiras leis, em síntese, impediram o uso mais amplo do gás natural no sistema elétrico americano (EIA, 1996a), enquanto a última desregulamentou o preço do gás natural das reservas recém descobertas (SMELOFF e ASMUS, 1997). Entretanto, essa legislação não conteve o aumento do preço do gás natural. Em 1985, ele chegou a US\$ 5.48 por milhão de Btu para as *utilities* e a US\$ 6.18 por milhão de Btu para as *nonutilities* (EIA, 1996a).

Segundo a EIA (1996a), o rápido aumento do preço do gás natural, que foi verificado depois de 1978, está relacionado ao descontrole provocado pela *Natural Gas Policy Act*.

A Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA), sancionada em 1978, também teve uma grande importância na questão da utilização do gás natural no sistema elétrico americano, porque ela estimulou o desenvolvimento das turbinas a gás, permitiu o uso dessas turbinas em processos de cogeração e criou facilidades para uma participação mais ampla das *nonutilities* no mercado (SMELOFF e ASMUS, 1997).

³⁸ Estimativa baseada em informações sobre reservas provadas, produção de gás e adição ao estoque, obtidas no *website* da EIA – <http://www.eia.doe.gov>.

A partir de 1973, o consumo de gás natural nas *utilities*, na época maiores consumidores dessa fonte de energia para a geração de energia elétrica, começou a ser reduzido. Entre 1972 e 1978, o consumo nas *utilities* passou de aproximadamente 111 bilhões de metros cúbicos para 89 bilhões de metros cúbicos (EIA, 2003d), isto é, uma queda de quase 20%.

Em 1981, a Omnibus Budget Reconciliation Act reduziu as restrições do governo federal sobre o uso do gás natural (EIA, 1996a). Em 1987, as restrições impostas pela Powerplant and Industrial Fuel Use Act foram eliminadas. Por outro lado, a recessão da economia americana contribuiu para diminuir o consumo de energia. Isso prejudicou as vendas de energia elétrica, forçando a redução do preço. A partir de 1985, o preço do gás natural começou a ser reduzido.

O consumo de gás natural pelas *utilities* voltou a apresentar uma tendência de alta a partir de 1986, mas em um patamar inferior ao observado no início da década de 1970³⁹. Por outro lado, elas reduziram significativamente a participação do gás natural na geração de energia elétrica. Em 1970, as *utilities* geraram cerca de 373 TWh a partir do gás natural, correspondendo a uma participação em torno de 24% da geração total realizada por elas (EIA, 1996a). Em 1998, as *utilities* geraram 309 TWh a partir do gás natural, correspondendo a uma participação em torno 10% no total de energia gerado por elas (EIA, 2004).

Nas *nonutilities*, o estímulo proporcionado pela PURPA, a redução do preço do gás natural e a aprovação da Energy Policy Act, em 1992, favoreceram a expansão do uso do gás natural para a geração de energia elétrica. Em 1985, as *nonutilities* geraram cerca de 34 TWh a partir dessa fonte de energia, correspondendo a uma participação em torno de 34% na geração total realizada por elas (EIA, 1996a). Em 1998, as *nonutilities* geraram cerca de 222 TWh a partir do gás natural, correspondendo a uma participação em torno de 54% no total de energia elétrica gerado por elas (EIA, 2004).

Em 2003, os Estados Unidos geraram cerca de 3.883 TWh, dos quais 650 TWh, correspondente a 16,7%, foram gerados a partir do gás natural (EIA, 2004), que é a terceira fonte de energia mais utilizada para a geração de eletricidade nesse país, depois do carvão e da fonte nuclear. Entre 1985 e 2003, a participação do gás natural na geração de energia elétrica americana registrou um aumento de quatro pontos percentuais.

³⁹ Entre 1970 e 1973, as *utilities* consumiram em média cerca de 109 bilhões de metros cúbicos de gás natural. Entre 1986 e 2000, elas consumiram em média cerca de 81 bilhões de metros cúbicos.

Esse crescimento tem sido conduzido pelas *nonutilities*, que geraram 463 TWh a partir do gás natural em 2003 (EIA, 2004). Entretanto, a partir de 1999, tem sido observada uma redução da participação do gás natural na geração de energia elétrica total das *nonutilities*, devido ao crescimento do consumo do carvão e da fonte nuclear para a geração de energia elétrica. Em função disso, o gás natural deixou de ser a fonte de energia mais utilizada na geração de energia elétrica pelas *nonutilities* em 2003.

No Brasil, a primeira descoberta econômica de gás natural ocorreu na Bahia em 1939 (MME, 2003a). Por volta de 1940, essa fonte energética passou a ser utilizada (GASENERGIA, 2005). Entretanto, no sistema elétrico, o consumo de gás natural só começou a partir de 1988⁴⁰.

Esse longo tempo em que não houve o aproveitamento do gás natural para a geração de energia elétrica nesse país deveu-se principalmente a falta de uma política energética para o aproveitamento dessa fonte energética e a opção de utilizá-la para outros fins. Além disso, a concentração das reservas no Nordeste brasileiro por mais de trinta anos, a lenta expansão do sistema de transporte de gás natural nessa região⁴¹, a descoberta de reservas significativa de gás natural na Região Sudeste somente a partir da metade da década de 1970, a preferência pelo uso da fonte hídrica e dos óleos combustíveis para a geração de energia elétrica, também impediram o uso do gás natural no sistema elétrico brasileiro durante esse período.

Uma política de estímulo à utilização do gás natural para a geração de energia elétrica começou a ser efetivamente definida na década de 1990, quando o governo federal firmou um acordo para a importação de gás natural da Bolívia em agosto de 1992, motivado pelo interesse de elevar a participação dessa fonte energética na matriz energética nacional para 12% até 2010. O contrato definitivo de compra e venda de gás natural foi celebrado entre os presidentes da Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e da Petróleo Brasileiro (PETROBRÁS) em 17 de agosto de 1996 (LEITE, 1997).

Após a assinatura desse contrato, várias empresas foram criadas para atuar no mercado de gás natural. Em 18 de abril de 1997, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), na qual a PETROBRÁS GÁS (GASPETRO), subsidiária da PETROBRÁS, detém 51% de participação acionária, foi constituída para operar o

⁴⁰ Conforme mostram as tabelas 5.3 e 5.4 do Balanço Energético Nacional 2004, referentes ao consumo de combustíveis das centrais elétricas de serviço público e centrais elétricas autoprodutoras.

⁴¹ A Empresa Brasileira de Planejamento dos Transportes (GEIPOT) apresenta uma relação dos gasodutos que foram construídos no País, na qual o mais antigo é o gasoduto Taquipe – Candeias, na Bahia, que entrou em operação em 1959 (GEIPOT, 2001).

gasoduto Bolívia-Brasil. Em 29 de maio de 1998, em assembléia geral extraordinária, a razão social da PETROBRÁS FERTILIZANTES (PETROFERTIL) foi mudada para GASPETRO, que passou a atuar no mercado de gás natural (PETROBRÁS GÁS – GASPETRO, 2005). Em 23 de março de 1999, a Transportadora Sul Brasileira de Gás (TSB), na qual a GASPETRO detém 25% de participação acionária, foi criada para operar o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, que tem por objetivo transportar gás natural da Argentina.

Antes da inauguração dos gasodutos Bolívia-Brasil e Uruguaiana-Porto Alegre, o País contava com uma rede de gasodutos no Nordeste, que se estendia pelos Estados da Bahia, Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará, e outra no Sudeste, que se estendia pelos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Além disso, de uma malha no Espírito Santo e um trecho no Amazonas.

O gasoduto Bolívia-Brasil, que no território brasileiro se estende pelos Estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, começou a ser construído em 1997, com o primeiro trecho entrando em operação em julho de 1999. Esse gasoduto tem a capacidade de transportar 30 milhões de m³ de gás natural por dia e exigiu investimentos da ordem de US\$ 2,1 bilhões⁴² (BERMANN, 2002). Em 1999, o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre começou a ser construído, com o primeiro trecho entrando em operação em junho de 2000. Esse gasoduto tem capacidade para transportar 15 milhões de m³ de gás natural por dia e exigiu investimentos da ordem de US\$ 265 milhões⁴³ (GASPETRO, 2005).

Com a infra-estrutura para garantir a oferta de gás natural definida, o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), através do decreto n° 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, com o principal objetivo de aumentar a participação do gás natural na matriz energética nacional. A portaria do MME n° 43, de 25 de fevereiro de 2000, definiu a construção de 49 termelétricas, com capacidade total instalada de 17.105 MW. Desse total, 43 termelétricas utilizariam o gás natural, sendo que 11 termelétricas, com capacidade instalada de 2.450 MW, operariam em cogeração, 30 termelétricas, com capacidade instalada de 12.785 MW, em ciclo combinado, e 2 termelétricas, com capacidade instalada de 84 MW, em ciclo simples, perfazendo uma capacidade total

⁴² Esse valor é o mesmo apresentado pelo referido autor, portanto, ele não foi atualizado para dólar de 2000.

⁴³ Idem 42.

instalada de 15.319 MW. Além disso, essa portaria também definiu a conversão de 4 termelétricas, com capacidade instalada de 2.258 MW, para operar com gás natural.

A portaria MME nº 43 também definiu que o fornecimento de gás natural para as termelétricas é de responsabilidade da PETROBRÁS, que deverá realizá-lo por um prazo de vinte anos. Essa portaria também definiu um preço médio equivalente em reais a US\$ 2.26 por milhão de Btu, na base de setembro de 1999, com reajuste trimestral, com base na política nacional de gás natural e nas cláusulas dos contratos para a importação dessa fonte energética.

É simplista acreditar que a política de utilização do gás natural para a geração de energia elétrica no Brasil foi implementada pelo interesse do governo federal em elevar a participação dessa fonte de energia na matriz energética nacional. Como o processo de privatização do sistema elétrico estava em curso, parece mais plausível crer que ela foi concebida para aumentar a competição na geração de energia elétrica e facilitar a entrada da iniciativa privada nesse segmento. Afinal, a construção das termelétricas a gás natural é menos intensiva em capital e demanda menos tempo do que as hidrelétricas.

Algumas barreiras, no entanto, têm limitado a expansão do gás natural para a geração de energia elétrica no País. Entre as quais, destacam-se: a falta de garantias para o repasse de possíveis aumentos no custo do gás natural aos distribuidores, que ocorreriam no caso de desvalorizações da moeda brasileira frente ao dólar, a dificuldade para recuperar os investimentos realizados, pois a maior parte das termelétricas a gás natural está sendo concebida para operar com um baixo fator de capacidade, o custo de geração das termelétricas a gás natural mais elevado do que o custo de geração de algumas hidrelétricas, particularmente aquelas amortizadas.

O gás natural começou a ser utilizado para a geração de energia elétrica pelas centrais elétricas de serviço público. Entretanto, de 1990 a 2000, a maior expansão ocorreu nas centrais elétricas autoprodutoras. Nesse período, elas geraram cerca de 10,4 TWh e consumiram cerca de 3,04 bilhões de metros cúbicos de gás natural contra uma geração em torno de 2,3 TWh e um consumo de gás natural em torno de 0,62 bilhão de metros cúbicos gás natural das centrais elétricas de serviço público. Porém, esse quadro se modificou. De 2001 a 2003, as centrais elétricas de serviço público geraram cerca de 25,1 TWh e consumiram cerca de 5,88 bilhões de metros cúbicos de gás natural, enquanto as centrais elétricas autoprodutoras geraram em torno de 10,4 TWh e consumiram em torno de 2,77 bilhões de metros cúbicos de gás natural (MME, 2004a).

Em 2003, as plantas térmicas a gás natural geraram cerca de 13,1 TWh, correspondendo a algo em torno de 3,6% de toda a energia elétrica gerada (MME, 2004a). Nesse ano, o gás natural era a terceira fonte de energia mais utilizada no País para a geração de eletricidade, ficando atrás apenas das fontes hídrica e nuclear (MME, 2004a).

d) O aumento da participação das outras fontes energéticas novas e renováveis

A participação das fontes energéticas geotérmica, solar, eólica, biomassa, marés, ondas e lixo ainda é pouco representativa em comparação com a participação das fontes fósseis, nuclear e hídrica na matriz mundial de geração de energia elétrica. Entretanto, ela tem aumentado progressivamente nas últimas três décadas, embora esse aumento tenha sido percentualmente pequeno.

Entre 1973 e 2002, a geração de energia elétrica a partir dessas fontes energéticas passou de 37 TWh para 303 TWh, enquanto sua participação na matriz mundial de geração de energia elétrica passou de 0,6% para 1,9% (IEA, 2004). Nesse período, a geração de energia elétrica a partir das fontes geotérmica, solar, eólica, biomassa, marés, ondas e lixo apresentou um crescimento médio anual de 7,5%, sendo inferior apenas ao crescimento apresentado pela geração nuclear.

Em 2002, os cinco países que mais geraram energia elétrica a partir das outras fontes energéticas novas e renováveis foram os Estados Unidos, Japão, Alemanha, Espanha e Brasil, com uma geração total de 179,3 TWh (Tabela 5).

Tabela 5: Geração de energia elétrica a partir das outras fontes energéticas novas e renováveis nos cinco maiores produtores mundiais em 2002 - TWh.

	Estados Unidos	Japão	Alemanha	Espanha	Brasil	Mundo
Geotérmica	14,9	3,4	0	0	0	52,2
Biomassa	45,8	22,1	3,8	3,9	11,4	139,3
Lixo	24,6	3,5	9,2	0,6	0	55,9
Solar	0,6	0	0,2	0,04	0	1,0
Eólica, marés e ondas	10,5	0,4	15,9	8,7	0,04	54,4
Total (A)	96,4	29,3	29,0	13,2	11,4	302,8
Geração de todas as fontes (B)	4017,5	1097,2	571,6	246,1	344,6	16129,2
Participação A/B (%)	2,4	2,7	5,1	5,4	3,3	1,9

Fonte: IEA (2005).

Esse total corresponde a algo em torno de 59% de toda a energia elétrica gerada a partir dessas fontes energéticas (IEA, 2005). Entretanto, suas participações nas matrizes de

geração de eletricidade são pequenas. Apenas a Espanha e Alemanha apresentam participação superior a 5%.

O primeiro grande movimento em direção a um maior aproveitamento dessas fontes energéticas no segmento de geração de energia elétrica ocorreu na década de 1970, devido ao aumento do preço do petróleo. Nessa época, alguns analistas previam que o preço do barril de petróleo chegaria a US\$ 100 no final do século XX (SMELOFF e ASMUS, 1997).

Esse contexto levou muitos governos a estimular o uso das fontes energéticas renováveis para a geração de energia elétrica. Por exemplo, nos Estados Unidos, a Energy Tax Act, estabelecida em 1978, determinou o repasse de créditos para aquisição de equipamentos e investimentos relacionados ao aproveitamento das fontes energéticas renováveis.

Atualmente, o crescente interesse pela expansão das fontes energéticas renováveis na matriz mundial de geração elétrica deve-se aos problemas ambientais causados pelas fontes fósseis e pela insegurança em relação à energia nuclear.

O elevado custo de geração de energia elétrica tem sido a principal barreira para um maior crescimento da participação de algumas fontes energéticas renováveis na matriz mundial de geração de energia elétrica. Em 1998, os custos médios de investimento em contratos *turnkey* para as fontes energéticas geotérmica, eólica, solar, biomassa, ondas e marés variavam de US\$ 800 a 10,000 por kW instalado, enquanto os custos médios de geração variavam de US\$ 20 a 1,250 por MWh⁴⁴ (Tabela 6).

Tabela 6: Custos de algumas fontes energéticas renováveis em dólar de 1998.

FONTES ENERGÉTICAS	CUSTO DO INVESTIMENTO (TURNKEY) US\$/KW	CUSTO DE GERAÇÃO (CORRENTE) US\$/MWh	CUSTO DE GERAÇÃO (FUTURO) US\$/MWh
Geotérmica	800 a 3.000	20 a 100	10 ou 20 a 80
Eólica	1,100 a 1,700	50 a 130	30 a 100
Solar Fotovoltaico	5,000 a 10,000	250 a 1,250	50 ou 60 a 250
Solar Térmico	3,000 a 4,000	120 a 180	40 a 100
Biomassa	900 a 3,000	50 a 150	40 a 100
Ondas	1,500 a 3,000	80 a 200	---
Marés	1,700 a 2,500	80 a 150	80 a 150

Fonte: TURKENBURG (2000).

⁴⁴ 1 MWh corresponde a 1.000 kWh.

Esses custos de geração, com algumas exceções, particularmente em relação às fontes geotérmica, eólica e biomassa, ainda não apresentam competitividade econômica quando comparados com os custos de geração das termelétricas a carvão ou a gás natural e das plantas nucleares.

Uma projeção dos custos de geração para essas tecnologias, realizada para dezenove países, dentro do horizonte 2005 e 2010, situa esses custos entre US\$ 26 a 80 por MWh, com valores médios em torno de US\$ 43 a 54 por MWh, para as termelétricas a carvão de tecnologia avançada, entre US\$ 24 a 88 por MWh, com valores médios em torno de US\$ 42 a 47 por MWh, para as termelétricas a gás em ciclo combinado, e entre US\$ 26 a 83 por MWh, com valores médios em torno de US\$ 35 a 53 por MWh, para as plantas nucleares (NUCLEAR ENERGY AGENCY – NEA e IEA, 1998)⁴⁵.

e) As perspectivas no segmento de geração

As fontes energéticas fósseis continuam dominando a matriz mundial de geração de energia elétrica, embora sua participação tenha sido reduzida de 75% em 1973 para 65,3% em 2002 (Figura 9).

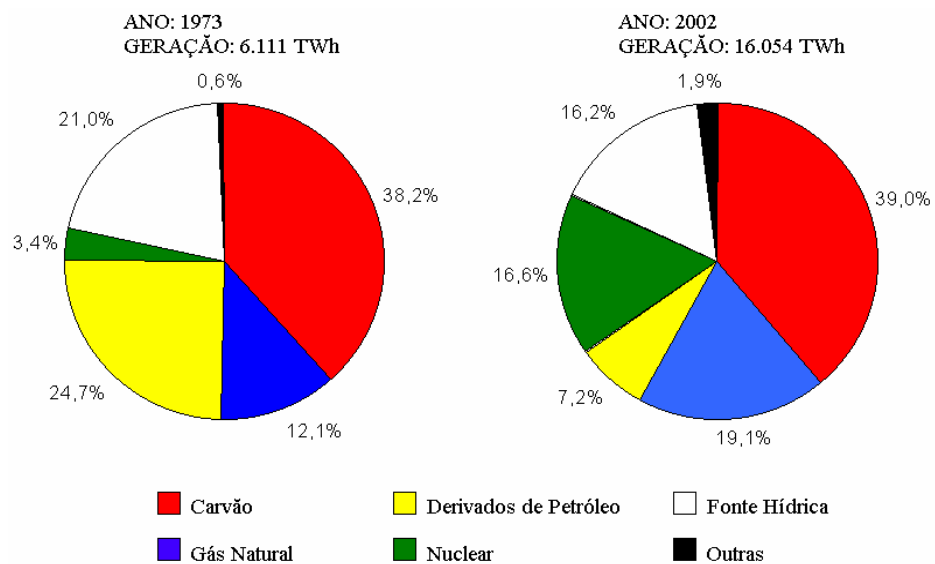


Figura 9: Participação das fontes energéticas na matriz mundial geração de energia elétrica.

Fonte: IEA (2004).

⁴⁵ Esse estudo foi realizado para a Bélgica, Brasil, Canadá, China, Coréia, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Holanda, Hungria, Índia, Itália, Japão, Portugal, Romênia, Rússia e Turquia. Os custos de geração apresentados foram corrigidos para dólar de 1998, com o objetivo de facilitar a comparação, e obtidos a partir do uso de taxas de desconto de 5% e 10% ao ano.

Essa redução foi motivada basicamente por dois fatores: a insegurança em relação ao preço do petróleo e a forte expansão da capacidade instalada nuclear, principalmente no início da década de 1970.

As fontes energéticas renováveis, incluindo a hídrica de grande porte, tiveram sua participação reduzida de 21,6% em 1973 para 18,1% em 2002. Essa queda foi motivada pela redução da participação da geração hídrica de grande porte a nível mundial, pois a participação das fontes energéticas geotérmica, eólica, solar e biomassa tem aumentado. Entretanto, esse crescimento ainda é pouco expressivo quando se observa a matriz de geração de energia elétrica como um todo.

A energia nuclear teve o maior aumento da participação na matriz de geração de energia elétrica, passando de 3,4% em 1973 para 16,6% em 2002. Entretanto, devido aos acidentes de Three Mile Island e Chernobyl, bem como a elevação do custo de capital, a participação da fonte nuclear tem sido reduzida nos últimos anos.

Nas próximas décadas, é provável que o quadro de participação das fontes energéticas fósseis seja pouco modificado. É possível também que o gás natural aumente sua participação nessa matriz, devido à preocupação com o efeito estufa, ao esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo, à insegurança e ao alto custo de construção das plantas nucleares. Contudo, a concentração da maior parte das reservas de gás natural em poucos países pode ser um fator limitante, principalmente se o preço dessa fonte energética sofrer um aumento significativo.

CAPÍTULO II

UMA HISTÓRIA SOBRE A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO PARAENSE

As informações contidas neste capítulo fariam parte, a princípio, de um tópico no capítulo I deste trabalho. Entretanto, devido à quantidade e à riqueza dessas informações e à escassez de material bibliográfico sobre essa temática, optou-se pela elaboração de um novo capítulo.

Este capítulo divide-se em dois tópicos. O primeiro procura familiarizar o leitor com algumas características gerais do Pará, tais como: fisiografia, socioeconomia e estrutura de oferta de energia. O segundo analisa a organização, a expansão e as interações do sistema elétrico paraense em uma perspectiva histórica. O desenvolvimento desse tópico é realizado por períodos, que se iniciam a partir de acontecimentos que têm relação direta ou indireta com a expansão desse sistema. Em cada um dos períodos, atenção especial é dada ao contexto socioeconômico.

2.1 – Algumas características gerais do Pará

O Pará está localizado na Região Norte do Brasil e faz fronteira com os Estados do Amapá, Maranhão, Tocantins, Mato Grosso, Amazonas e Roraima (Figura 10), bem como com a Guiana e o Suriname. Esse Estado possui uma área oficial de 1.247.689,515 km² (IBGE, 2004a), que corresponde aproximadamente a 14,7% do território nacional, sendo a segunda maior unidade da federação em extensão territorial. Sua capital é Belém, fundada em 12 de janeiro 1616.

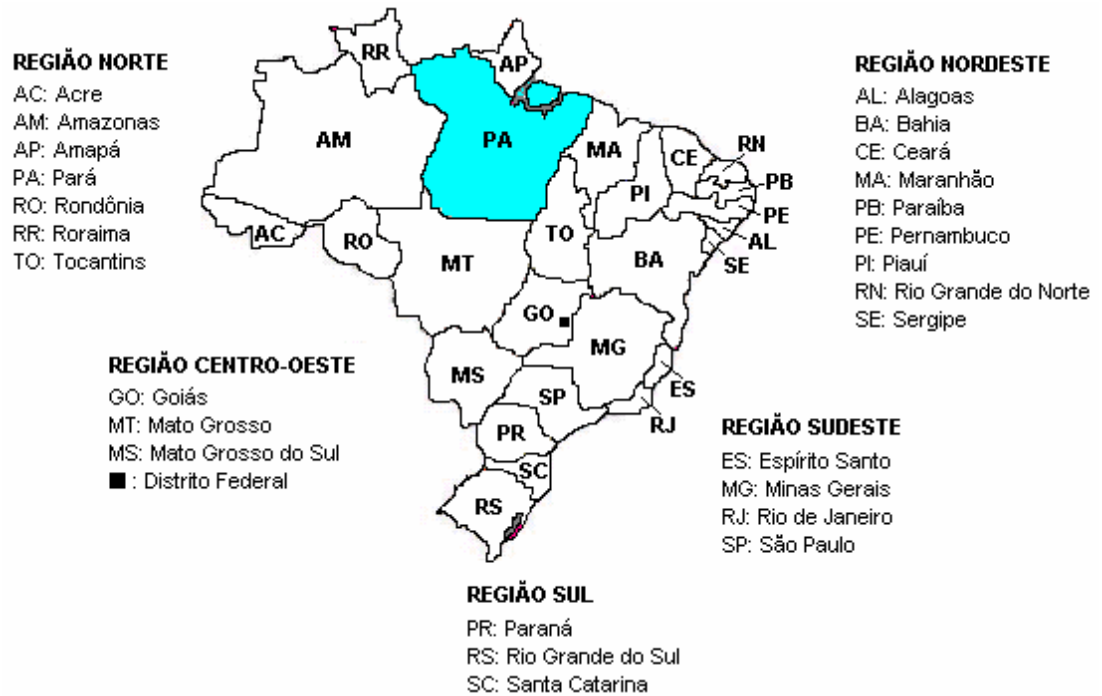


Figura 10: A localização do Estado do Pará no território nacional.

Fonte: Elaboração própria.

A atual divisão político-administrativa do Pará compreende cento e quarenta e três municípios, distribuídos em seis mesorregiões e vinte e duas microrregiões (Apêndice I).

Em 2003, a população paraense era a nona maior do País, com 6.574.993 habitantes, dos quais 71,2% estavam domiciliados nos centros urbanos. Os cinco municípios mais populosos são Belém, Ananindeua, Santarém, Marabá e Castanhal, que juntos concentravam 36,1% da população desse Estado. Entre esses municípios, Belém destaca-se por possuir 1.342.202 habitantes, ou seja, 1/5 da população total (IBGE, 2004b).

O Censo Demográfico de 2000 revela um dado muito interessante, pois a população rural ainda é maior que a urbana em oitenta e oito municípios paraenses. Nesse aspecto, não é um absurdo afirmar que o Pará ainda é rural.

Embora esse Estado esteja entre as dez unidades da federação mais populosas do País, ele ocupa a vigésima posição em relação à densidade demográfica, com 5,27 habitantes por km², superando apenas os Estados do Tocantins, Acre, Amapá, Mato Grosso, Amazonas e Roraima⁴⁶.

⁴⁶ A comparação foi realizada com densidades demográficas de 2003.

A economia paraense ainda tem pouca representatividade a nível nacional. Em 2001, o Produto Interno Bruto (PIB) estadual estava em torno de US\$ 9 bilhões⁴⁷, correspondendo apenas a 1,81% do PIB nacional, ocupando a décima segunda posição no País (IBGE, 2004c). Em relação ao valor adicionado, o setor de comércio e serviços contribuiu com 43,1% do PIB, o setor industrial, com 33,4%, e o setor agropecuário, com apenas 23,5% (SECRETARIA EXECUTIVA DE ESTADO DE GESTÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA – SEPOF, 2004). O PIB per capita paraense estava em US\$ 1,422, ocupando a vigésima posição entre as unidades da federação (IBGE, 2004c).

O Pará é um grande exportador de produtos básicos e semimanufaturados, particularmente produtos minerais e madeireiros. Em 2003, as exportações paraenses totalizaram cerca de US\$ 2,51 bilhões F.O.B. Desse total, a contribuição dos produtos básicos ficou em torno de US\$ 1,13 bilhão F.O.B, enquanto a contribuição dos produtos semimanufaturados ficou em torno US\$ 0,89 bilhão F.O.B. A soma desses dois segmentos corresponde a 80,7% das exportações totais paraenses, o que caracteriza esse Estado como um exportador de produtos com baixo valor agregado. Os cinco principais produtos exportados foram minério de ferro, alumínio em forma bruta, alumina calcinada, caulim e pasta química de madeira, que somaram cerca de US\$ 1,74 bilhão F.O.B, ou seja, aproximadamente 69,5% das exportações totais (MDIC, 2004).

Como a economia paraense é pouco industrializada, os produtos manufaturados têm um maior peso nas importações. Em 2003, elas totalizaram US\$ 272,9 milhões F.O.B, dos quais US\$ 236,4 milhões (86,6%) corresponderam à importação de produtos manufaturados. Os cinco principais produtos importados foram trigo, hidróxido de sódio, coque de petróleo, *dumpers* e escavadeiras, que somaram cerca de US\$ 104,6 milhões F.O.B, ou seja, aproximadamente 38,3% das importações totais (MDIC, 2004).

Em 2000, de acordo com o INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA (2004), o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) no Pará estava em 0,723, ocupando a décima quinta posição entre as unidades da federação. A expectativa de vida do paraense estava em torno de 68,5 anos. Por outro lado, cerca de 35,6 crianças, para cada mil nascidas vivas, morriam antes de completar cinco anos de idade.

A renda média per capita nos domicílios paraenses estava em US\$ 117,72, ocupando a décima quarta posição no País em 2002. Nesse mesmo ano, o índice de Gini

⁴⁷ Idem nota de rodapé 14.

em 0,558, colocando o Pará entre as dez unidades da federação que melhor repartem a renda no País (IPEA, 2004).

Esse Estado possui um elevado potencial energético, onde se destacam as fontes renováveis de energia, em especial a fonte hídrica, cujo potencial total é de 61.096 MW, que corresponde a 23,5% do potencial hidrelétrico brasileiro (ELETROBRÁS, 2003a). Em 2003, a geração de energia elétrica nesse Estado ficou em 28.238 GWh⁴⁸, sendo superada apenas pela geração nos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná (MME, 2004a). Por outro lado, as exportações de energia elétrica chegaram a 12.661 GWh, correspondendo a 44,8% da geração total de energia elétrica do Estado do Pará⁴⁹.

As concessionárias do serviço público de energia elétrica que atuam nesse Estado são a CELPA, que detém o quase total monopólio da distribuição de energia elétrica, e a ELETRONORTE, que detém o quase total monopólio da geração. Além dessas concessionárias, também atuam no território paraense os produtores independentes Guascor do Brasil, que gera energia elétrica para vinte e dois municípios não-interligados à hidrelétrica de Tucuruí, e Jarcel Celulose, que fornece energia elétrica para a Jari Celulose e mais duas localidades no município de Almerim, e mais sete autoprodutores, entre os quais, destacam-se: a Mineração Rio do Norte (MRN), a Caulim da Amazônia (CADAM) e a Companhia Siderúrgica do Pará (COSIPAR).

2.2 – Antes do advento da energia elétrica

2.2.1 – O contexto socioeconômico

Depois de passar por um longo período de baixa atividade, a economia amazônica começou a mostrar sinais de recuperação a partir do início da segunda metade do século XIX. Segundo GOMES e VERGOLINO (1997), dois fatores foram determinantes para o impulso da economia nessa época: o desenvolvimento do processo de vulcanização da borracha, patenteado por Charles Goodyear, em 6 de dezembro de 1842⁵⁰, e a criação da companhia de navegação a vapor da Região Norte, que fez sua primeira viagem, de

⁴⁸ Inclui geração de autoprodutores. Por outro lado, 1 GWh corresponde a 1 milhão de kWh.

⁴⁹ A energia elétrica exportada foi calculada a partir de informações contidas no “Relatório de Acompanhamento do Mercado de Energia elétrica”, de dezembro de 2003, elaborado pela ELETRONORTE.

⁵⁰ GOMES e VERGOLINO (1997) afirmam que o processo de vulcanização da borracha foi completado por Goodyear em 1844, que o patenteou. Isso leva o leitor a pensar que a patente desse processo não foi obtida antes desse ano. Entretanto, no *website* The Story of Natural Rubber, encontra-se que a patente de Goodyear foi obtida em 6 de dezembro de 1842. Por essa razão, essa é a data utilizada no texto desta pesquisa.

Manaus a Belém, em janeiro de 1853. Além desses dois fatores, o aumento do preço da borracha no mercado internacional, devido ao crescimento da demanda pelos produtos confeccionados com essa matéria-prima, que passaram a apresentar melhor qualidade depois do desenvolvimento do processo de vulcanização, também impulsionou o crescimento da economia amazônica.

Em 1830, o preço da borracha estava em US\$ 3,163 por tonelada. Em 1835, ele passou para US\$ 7,161 por tonelada. Essa elevação ocorreu em função da primeira euforia pelos produtos de borracha, porém a qualidade deles ainda não era boa. Como consequência, o preço da borracha caiu no mercado internacional. Em 1845, ele estava em US\$ 3,764 por tonelada. A partir de 1850, o preço da borracha começou a subir rapidamente, chegando a US\$ 13,034 por tonelada em 1860 (IBGE, 1941).

O preço da borracha em patamares elevados estimulou a produção extrativista no Pará, que é intensiva em mão-de-obra. Contudo, essa atividade não impulsionou de imediato o crescimento populacional.

A população total do Pará passou de 254,9 mil habitantes para 328,4 mil habitantes entre 1850 e 1890, crescendo anualmente apenas 0,64% nesse período. Por outro lado, entre 1872 e 1890, a população de Belém foi reduzida de 61,9 mil habitantes para 50 mil habitantes (IBGE, 1941). Isso leva a crer que a fase inicial de expansão da produção de borracha foi caracterizada pela utilização da mão-de-obra existente na própria Província. Dessa forma, provavelmente a redução da população observada em Belém seria consequência do deslocamento de trabalhadores para as áreas produtoras de borracha.

No final da década de 1880, o governo da Província começou a adotar uma política de introdução de colonos imigrantes no território paraense. A Lei nº 1.332, de 20 de dezembro de 1887, estabeleceu a contratação de cinco mil imigrantes europeus. Além disso, a Portaria s/n, de 9 de novembro de 1887, criou a agência de imigração. Essa política continuou na década seguinte, uma vez que a Lei nº 330, de 21 de fevereiro de 1896, estabeleceu a introdução de 100 mil imigrantes, que deveriam ser assentados ao longo de uma década no Estado do Pará.

A exportação de borracha começou a ser fortemente impulsionada a partir da segunda metade da década de 1880. O Brasil exportou 879 toneladas de borracha em 1850, cerca de 16% maior do que a quantidade exportada em 1849, obtendo uma receita de US\$ 4,37 milhões, correspondente a 0,68% das exportações. Em 1887, o País exportou 15.337 toneladas de borracha, cerca de 87% maior que a quantidade exportada em 1886, obtendo

uma receita de US\$ 211,63 milhões, correspondente a 6,4% das exportações brasileiras. Em 1892, o Brasil exportou 18.250 toneladas de borracha, obtendo uma receita de US\$ 272,4 milhões, correspondente a 9,8% das exportações brasileiras. Como o Pará era um grande exportador de borracha na época, ele se apropriou de grande parte dessa receita.

2.2.2 – A expansão do serviço público de iluminação a gás

Em 4 de julho de 1851, o presidente da Província do Grão-Pará e o cidadão Jozé da Ponte e Souza celebraram o primeiro contrato de serviço de iluminação pública para a cidade de Belém. Esse contrato foi um marco na história do sistema energético moderno no território paraense, porque ele tratava do uso de uma substância, denominada de gás líquido, para a iluminação pública, quebrando um ciclo até então dominado pelas fontes renováveis.

O Decreto nº 201, de 25 de outubro de 1851, estabeleceu que o serviço de iluminação pública seria explorado por um prazo de dez anos, contados a partir de 25 de outubro de 1852, ficando o concessionário responsável pela instalação de 120 combustores a gás líquido, que deveriam iluminar as praças e as ruas principais da cidade de Belém, além de 54 combustores a óleo de andiroba, que deveriam iluminar os logradouros restantes. Os custos da iluminação pública seriam de US\$ 3.40 e US\$ 1.80 por noite para cada combustor a gás e a óleo de andiroba, respectivamente. Entretanto, devido às dificuldades encontradas para a instalação dos combustores a gás, o serviço de iluminação pública de Belém foi realizado, exclusivamente, pelos combustores a óleo de andiroba até o início de abril de 1854, quando os primeiros combustores a gás líquido entraram em funcionamento.

Mesmo não sendo de boa qualidade, a iluminação a gás líquido se expandiu pela cidade de Belém. Em junho de 1856, o número de combustores a gás havia chegado a 182⁵¹, mais de 50% do que o contrato previa.

Pouco antes do término da concessão dada ao cidadão Jozé da Ponte e Souza, o governo da Província celebrou um novo contrato com o empresário Eduardo Medlicott e seus sócios, em 4 de outubro de 1862, concedendo-lhes o direito de explorar o serviço de iluminação pública em Belém por um prazo de trinta anos. Para cumprir as cláusulas contratuais, esses empresários criaram, em Londres, a Pará Gas Company Limited, pouco depois da assinatura desse contrato.

⁵¹ Conforme caixa 158, período 1851 a 1864, sobre iluminação, encontrada no Arquivo Público do Pará.

Pelos termos contratuais, o gás obtido a partir do carvão seria a fonte de energia utilizada no serviço de iluminação pública. Para isso, a Pará Gas Company era obrigada a construir uma planta de produção e uma rede de transporte de gás, bem como instalar 1.200 combustores, sendo que 700 deles deveriam ser instalados até a inauguração do serviço, que ocorreu em 13 de maio de 1864. Esses combustores deveriam fornecer uma iluminação equivalente a 10 velas e o preço seria de US\$ 2.03 por combustor por noite. Entretanto, quando o número de combustores chegasse a 1.500, o preço seria reduzido para US\$ 1.89 por combustor por noite e quando chegasse a 2.000 combustores, para US\$ 1.62 por combustor por noite⁵².

Por quase vinte anos, o serviço de iluminação pública a gás de carvão foi realizado satisfatoriamente. Porém, a falta de manutenção na planta de produção de gás começou a degradar a qualidade desse serviço a partir de 1880. Esse problema foi agravado ao longo da década, causando o descontentamento da população, principalmente porque ela passou a conhecer as vantagens da energia elétrica através de visitas aos navios que chegavam ao porto de Belém.

Em resposta à péssima qualidade dos serviços prestados, o governo da Província passou a multar sucessivamente a Pará Gas Company, fato que comprometeu não apenas o rendimento dos acionistas, como também a situação financeira da própria empresa, que se agravou porque os consumidores particulares passaram a usar o querosene para a iluminação ao invés do gás de carvão⁵³.

A falta de investimentos na planta de produção de gás foi motivada pelo clima de incerteza sobre a renovação do contrato, que se encerraria em outubro de 1894. A concessionária reconhecia a péssima qualidade do serviço de iluminação pública, porém ela afirmava que nada seria feito, enquanto o governo da Província não prorrogasse definitivamente o seu contrato⁵⁴.

Após a proclamação da República, o Decreto n° 168, de 24 de julho de 1890, transferiu a administração e a fiscalização do serviço de iluminação pública da cidade de

⁵² Conforme caixa 364, com o contrato e com os ofícios da Pará Gas Company (1879 – 1889), encontrada no Arquivo Público do Pará.

⁵³ Por volta de 1886, foi celebrado o contrato entre o governo da Província e a Pará Gas Company para fornecer iluminação a particulares na cidade de Belém. Esse contrato também teve um período de duração de trinta anos.

⁵⁴ O capital exigido para a manutenção da planta de gás foi estimado em US\$ 3,48 milhões. Conforme ofício s/n de 27/7/1885, na caixa 364, encontrada no Arquivo Público do Pará.

Belém para o poder municipal. Entretanto, esse decreto deu garantias de que o contrato com a Pará Gas Company seria cumprido até o seu final.

A postura adotada pelo governo da Província e depois pela intendência municipal de não rescindir o contrato com a Pará Gas Company foi um fator que atrasou a estruturação do sistema elétrico no Estado do Pará.

Em outubro de 1885, o gerente dessa companhia enviou um ofício para o presidente da Província, questionando sobre um possível privilégio que teria sido dado a um cidadão ou a uma empresa para a realização do serviço de iluminação pública através da energia elétrica. Em 13 de janeiro de 1886, um ofício s/n do governo da Província negou que tivesse sido dada essa concessão. Esse ofício reafirmou o compromisso de respeitar o prazo do contrato até a sua extinção, mesmo reconhecendo que o serviço prestado pela Pará Gas Company era de péssima qualidade.

Em decorrência da proximidade do término dos contratos dos serviços de iluminação pública e particular, o Conselho Municipal de Belém lançou um edital em 1892, com o objetivo de receber propostas para a realização desses serviços.

2.3 – A estruturação do sistema elétrico paraense

2.3.1 – O contexto socioeconômico

Em 1900, a população paraense era de 445,3 mil habitantes, dos quais 96,5 mil habitantes estavam domiciliados em Belém. Entre 1890 e 1900, a população do Pará cresceu em média 3,1% por ano, enquanto a população de Belém apresentou um crescimento médio anual de 6,8%, quebrando completamente a dinâmica demográfica que caracterizou o período anterior. Em 1910, a população paraense chegou a 783,8 mil habitantes, dos quais 270,7 mil habitantes estavam domiciliados em Belém (MINISTERIO DA AGRICULTURA, INDUSTRIA E COMMERCIO – MAIC, 1916). Entre 1900 e 1910, as taxas de crescimento populacional no Pará e em Belém ficaram em 5,8% e 10,9% por ano, respectivamente.

Esse crescimento populacional acelerado foi motivado pela expansão da produção de borracha, que passou a atrair mão-de-obra de outras regiões do País, e, particularmente em Belém, pela construção da infra-estrutura urbana e pela atração de trabalhadores para as atividades desenvolvidas no porto dessa cidade.

Esse período marca o auge do ciclo da borracha no Pará. Em 1910, por exemplo, o Brasil exportou cerca de 38.547 toneladas de borracha, sendo que a exportação desse Estado chegou a 16.687 toneladas (IBGE, 1941), correspondendo a 43,1% das exportações totais dessa matéria-prima. A receita nacional obtida pela exportação da borracha chegou a US\$ 994,3 milhões, valor correspondente a 17,4% da receita total obtida com as exportações (MAIC, 1917).

Entre 1897 e 1910, esse Estado arrecadou cerca de US\$ 1,1 bilhão, valor correspondente a 9,9% da arrecadação total do País nesse período. Como a arrecadação paraense aumentou muito, o governo pôde investir mais em infra-estrutura.

2.3.2 – Os primeiros passos do serviço público de energia elétrica

No início de janeiro de 1893, o Conselho Municipal de Belém abriu as quatro propostas apresentadas para iluminar a cidade. Duas delas tratavam do uso do gás de carvão e as outras duas, da utilização da energia elétrica (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 24/01/1893).

Uma das propostas para iluminar Belém a partir do uso da energia elétrica foi feita por Francisco Antonio Pereira Junior e Heleodoro Jaramillo. Essa proposta se comprometia a instalar um número de 2.000 lâmpadas incandescentes. Desse total, 600 lâmpadas, de 20 velas, seriam instaladas na área comercial, enquanto as outras 1.400 lâmpadas, de 16 velas, seriam instaladas nos arredores da cidade. Entretanto, o governo municipal não poderia contratar um número inferior a esse. Ela também previa a iluminação do porto de Belém, com lâmpadas de arco-voltaico de 2.000 velas, sem ônus para o município. Era estabelecido um período de 11 horas para o fornecimento do serviço e o preço de US\$ 2.22 por lâmpada por noite (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 26/01/1893). Calcula-se que esse preço ficaria em US\$ 4.04 por kWh, sem incluir as lâmpadas de arco-voltaico, que de acordo com a proposta seria um serviço gratuito.

A segunda proposta foi apresentada por Alberto Frend e Antonio Constatino Pimenta. Essa proposta pretendia iluminar Belém com lâmpadas incandescentes de 16 velas e não estabelecia um número mínimo para a contratação do serviço, que seria prestado por um período de 11 horas. Ela estabelecia um preço de US\$ 2.03 por lâmpada

por noite⁵⁵ (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 26/01/1893). Logo, se fossem instaladas, por exemplo, 2.000 lâmpadas, calcula-se que o preço ficaria em US\$ 3.69 por kWh.

Como a primeira proposta incluiria a iluminação do porto de Belém, iluminaria melhor a cidade e o seu pagamento seria realizado em moeda nacional, ela teve o apoio da imprensa local, que a considerou menos onerosa para o município (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 26/01/1893).

Em fevereiro de 1893, o Conselho Municipal de Belém tomou a decisão de que o serviço de iluminação da cidade seria realizado pelo sistema elétrico. Ele também estabeleceu um prazo até o final de outubro desse mesmo ano para a apresentação de novas propostas.

Um ambiente favorável à estruturação do sistema elétrico foi progressivamente sendo criado. A Lei nº 115, de 7 de abril de 1893, autorizou o governador a gastar cerca de US\$ 217 mil na aquisição e instalação de um gerador elétrico para iluminar o Teatro da Paz⁵⁶. Em 13 de abril desse mesmo ano, o estabelecimento comercial Paris na América foi inaugurado, tendo a iluminação elétrica como principal atração. Esse fato marca a chegada da energia elétrica no Estado do Pará⁵⁷.

Um outro importante marco na história da estruturação do sistema elétrico paraense foi a constituição da Companhia de Luz Electrica Paraense, primeira companhia de eletricidade estabelecida nesse Estado, que tinha como acionistas principais Heleodoro Jaramillo e Francisco Antonio Pereira Junior. Essa companhia provavelmente foi criada no segundo semestre de 1893, uma vez que a assembléia para a formação de sua diretoria foi realizada em 5 de setembro desse mesmo ano.

Em 6 de novembro de 1893, o Conselho Municipal de Belém abriu as duas propostas apresentadas para o fornecimento do serviço de iluminação pública à cidade.

A primeira proposta era da Companhia de Luz Electrica Paraense, que pretendia iluminar as principais ruas da cidade com 150 lâmpadas de arco-voltaico de 2.000 velas e as ruas periféricas com combustores a gás de carvão, que proporcionariam uma iluminação

⁵⁵ Preço fixado pelo padrão monetário de 27 dinheiros esterlinos por 1\$000 réis (mil réis).

⁵⁶ A iluminação elétrica do Teatro da Paz foi testada pela primeira vez em 12 de janeiro de 1894, porém esse teste ficou abaixo das expectativas (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 13/01/1894).

⁵⁷ No ofício s/n do governo da Província ao Sr. Roberto Hall, gerente da Pará Gas Company, com data de 13 de janeiro de 1886, percebe-se que o governo não tem conhecimento de experiências de geração de energia elétrica em Belém. Ao longo desta pesquisa, nenhum fato que comprove essas experiências foi encontrado. Sabe-se apenas que nessa época navios com iluminação elétrica chegavam ao porto de Belém e eram abertos à visitação pública. Dessa forma, a inauguração do estabelecimento comercial Paris na América é o marco da chegada da energia elétrica em Belém e conseqüentemente no território paraense.

equivalente a 20 velas. Essa proposta estabelecia um período de 11 horas para o fornecimento desse serviço e um preço de US\$ 20.52 por lâmpada por noite e de US\$ 1.85 por combustor por noite.

A segunda proposta era da Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense, que já detinha a concessão do serviço de transporte público em Belém. Essa proposta pretendia iluminar as ruas com lâmpadas incandescentes de 16 e 20 velas e as praças com lâmpadas de arco-voltaico de 2.000 velas. Ela também estabelecia um período de 11 horas para o fornecimento desse serviço e um preço de US\$ 2.03 por lâmpada incandescente por noite e de US\$ 20.52 por lâmpada de arco-voltaico por noite. Era prevista uma redução para US\$ 1.66 por lâmpada incandescente por noite, quando a iluminação particular chegasse a 8 mil lâmpadas. Além disso, essa proposta sugeriu um prazo de 25 anos para a concessão do serviço de iluminação pública, contados a partir da data de inauguração do mesmo (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 21/01/1894).

O Conselho Municipal de Belém nomeou uma comissão para avaliar as duas propostas e dar o parecer final. A proposta da Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense ganhou a disputa. O contrato de concessão para o fornecimento do serviço de iluminação pública foi celebrado em 26 de maio de 1894, na administração do Barão de Marajó. Essa companhia também obteve a concessão para implantar o serviço de bondes elétricos, cujo contrato foi celebrado em 12 de novembro de 1894, também com concessão de 25 anos (GOVERNO MUNICIPAL, 1902).

O jornal Diário de Notícias levantou suspeita sobre um possível privilégio dado à Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense, pois em sua interpretação a proposta dessa companhia era mais onerosa para o município do que a outra (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 27/05/1894). Entretanto, deve-se levar em conta que o Conselho Municipal de Belém estabeleceu que o serviço de iluminação pública seria realizado pelo sistema elétrico e que a Companhia de Luz Electrica Paraense apresentou uma proposta baseada em um sistema misto. Isso pode ter pesado na decisão desse conselho, principalmente porque a iluminação pública a gás de carvão tinha um histórico de baixa qualidade do serviço.

Em relação à iluminação particular, a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense e a Companhia de Luz Electrica Paraense ganharam a concessão para fornecer esse serviço aos consumidores. Porém, como o fornecimento de gás de carvão se expandiu muito, o que impossibilitaria o acesso de todos os consumidores particulares à energia

elétrica de imediato, o contrato com a Pará Gas Company foi prorrogado. Dessa forma, o serviço de iluminação particular passou a ser realizado por essas três companhias.

A Companhia de Luz Electrica Paraense foi precursora do serviço público de energia elétrica no Pará. Ela começou a montar sua planta de geração e sua rede de distribuição em maio de 1894 (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 19/05/1894). A inauguração do serviço público de energia elétrica aos consumidores particulares ocorreu em 31 de março de 1895⁵⁸. Esse serviço era fornecido por um período de 6 horas por noite, estendendo-se das 18 às 24 horas, e poderia ser prolongado de acordo com o interesse dos consumidores (DIÁRIO DE NOTÍCIAS, 16/03/1895).

O serviço de iluminação pública de Belém foi inaugurado em 1 de fevereiro de 1896. Entretanto, a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense levou algum tempo para atender as exigências contratuais. Até o segundo trimestre de 1898, esse serviço foi caracterizado por constantes interrupções, que ocorriam porque o serviço era novo (GOVERNO MUNICIPAL, 1902).

Em relação ao serviço de transporte público por bondes elétricos, essa companhia passou a enfrentar sérias dificuldades para implantá-lo. Isso motivou a aprovação da Lei nº 133, de 8 de abril de 1897, que prorrogou o prazo para a instalação desse serviço até 12 de novembro de 1905, sob pena de rescisão do contrato, sem qualquer ônus para o município, caso a companhia não comesse sua instalação até essa data. Essa lei também prorrogou o prazo de concessão do serviço de transporte público por bondes elétricos para 50 anos, contados a partir da data da assinatura do contrato (GOVERNO MUNICIPAL, 1902).

Em 1903, a qualidade do serviço de energia elétrica da Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense havia melhorado muito. Essa companhia mostrava eficiência na solução dos problemas de interrupção do fornecimento de eletricidade, que quando aconteciam eram solucionados rapidamente. Dessa forma, os bairros de Belém dificilmente ficavam às escuras (GOVERNO MUNICIPAL, 1904).

A Companhia de Luz Electrica Paraense não apresentava o mesmo desempenho. Em 1903, seu contrato de concessão foi transferido para outra empresa⁵⁹ (GOVERNO

⁵⁸ Essa informação é uma importante contribuição desta pesquisa para a história do sistema elétrico paraense. Até então, acreditava-se que o serviço público de energia elétrica nesse Estado havia sido inaugurado onze meses mais tarde, quando a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense inaugurou o serviço de iluminação pública em Belém.

⁵⁹ No acervo do extinto Museu da Eletricidade, que se encontra na biblioteca da Rede-CELPA, obteve-se, em 19 de fevereiro de 2000, a informação que a transferência do contrato de concessão da Companhia de Luz

MUNICIPAL, 1904), provavelmente devido à dificuldade financeira, uma vez que sua planta de geração estava operando em péssimo estado de conservação.

Essa transferência não solucionou o problema. Então, uma comissão foi formada para avaliar as reais condições de funcionamento dessa planta, sendo constatada a total falta de conservação dos equipamentos. Em decorrência do relatório dessa comissão, o Ato do Executivo s/n, de 6 de março de 1906, proibiu o seu funcionamento.

A Lei nº 380, de 16 de janeiro de 1904, prorrogou por mais um ano o prazo para que a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense implantasse o serviço público de bondes elétricos na cidade. Porém, somente se os trabalhos de substituição da tração animal pela tração elétrica comesçassem em dezoito meses, contados a partir da sanção dessa lei.

Em novembro de 1904, estava claro que a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense não cumpriria esse prazo, uma vez que ela começou a negociar sua alienação, direitos e ações na Europa (FOLHA DO NORTE, 04/11/1904), provavelmente para minimizar os prejuízos decorrentes da inevitável rescisão contratual. Em 9 de dezembro de 1904, a Lei nº 391 autorizou a transferência dos contratos da Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense para C.H. Chirstopher Moller, cidadão inglês.

Um contrato provisório foi celebrado em 27 de janeiro de 1905 entre o governo municipal e Moller. Por esse contrato, Moller ou uma empresa por ele estabelecida teria a concessão sobre os serviços de distribuição de eletricidade e de tração elétrica na cidade de Belém por um prazo de noventa e nove anos, contados a partir da data da transferência do contrato da Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense. Segundo o intendente municipal, Antonio José de Lemos, esse prazo de concessão de quase um século era necessário para que o município tivesse a posse das propriedades da companhia ao término do contrato (GOVERNO MUNICIPAL, 1906).

Não houve um acordo na negociação de transferência de propriedade entre a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense e Moller, porque a proposta apresentada por Moller ficou abaixo do valor de alienação definido por essa companhia. Isso levou Moller a solicitar a prorrogação do prazo para a assinatura do seu contrato. Em julho de 1905, a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense deu sinais de ter desistido dessa

Electrica Paraense ocorreu em 1900, aparecendo a Emprezas de Electricidade Paraense como a nova detentora da concessão. Portanto, há uma divergência em relação ao ano em que ocorreu essa transferência.

negociação⁶⁰, uma vez que ela propôs ao intendente municipal a transferência do acordo com Moller para J. G. White & Co, uma companhia inglesa (GOVERNO MUNICIPAL, 1906).

Em outubro de 1905, o Sr. Harry Swales, representante da Pará Electric Railways and Lighting Company Limited, organizada em Londres, encontrava-se em Belém para celebrar os contratos de concessão dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica e de transporte público por bondes elétricos. Em 16 de dezembro de 1905, o contrato entre o governo municipal e a Pará Electric Railways and Lighting Company foi assinado⁶¹, enquanto a permissão do governo federal para que essa empresa pudesse atuar no Brasil foi dada pelo Decreto Federal nº 578, de 28 de dezembro de 1905 (GOVERNO MUNICIPAL, 1906).

Segundo esse contrato, a Pará Electric Railways and Lighting Company teria um prazo de concessão de noventa e nove anos, contados a partir da data da assinatura do mesmo. Durante esse período, a companhia ficaria isenta do pagamento de alguns direitos municipais⁶². Além desses privilégios, o governo municipal solicitaria a isenção dos impostos de importação de equipamentos, máquinas e carros elétricos. Após o término do contrato, todo o material da companhia, em perfeito estado de conservação e funcionamento, passaria para o controle do município. A iluminação seria realizada por lâmpadas incandescentes de 16 e 20 velas, bem como por lâmpadas de arco-voltaico de 2.000 velas. Era previsto também o atendimento por iluminação a gás de carvão nos locais sem acesso à energia elétrica. O serviço de iluminação pública seria fornecido por um período de 11 horas, tendo um preço de US\$ 2.03 por lâmpada incandescente por noite e de US\$ 20.70 por lâmpada de arco-voltaico por noite. O preço do fornecimento de carga elétrica foi definido em US\$ 10.16 por kV. O contrato determinava um prazo de dois anos para que a Pará Electric Railways and Lighting Company começasse efetivamente a prestar os serviços, incluindo o serviço de transporte público por bondes elétricos⁶³.

⁶⁰ Na escassa literatura sobre o assunto, foi encontrado que a Pará Electric Railways and Lighting Company Limited foi organizada por C.H. Christopher Moller. Entretanto, as informações encontradas nos relatórios da intendência municipal da época levam a crer que essa companhia foi estabelecida por outro grupo empresarial. Dessa forma, Moller teria perdido a preferência da concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica e de transporte público por bondes elétricos em Belém, provavelmente por divergência em relação ao preço de venda definido pela Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense.

⁶¹ Esse contrato encontra-se no Anexo 10, do Relatório apresentado por Antonio José de Lemos em 1906.

⁶² Excetuando-se a matrícula do pessoal, taxas de vistorias, laudêmio, taxa de transferência contida no contrato.

⁶³ No dia 4 de agosto de 1907, os primeiros bondes elétricos começaram a circular pelas ruas de Belém. Conforme aviso no jornal Folha do Norte, de 12 de agosto de 1907.

A inauguração dos serviços públicos de distribuição de eletricidade e de transporte público por bondes elétricos ocorreu dentro do prazo estabelecido pelo contrato. A planta da Pará Electric Railways and Lighting Company tinha uma capacidade instalada em torno de 4,9 MW, sendo a quarta maior em termos de potência térmica instalada no País (MAIC, 1929).

O contrato celebrado entre o governo municipal e a Pará Electric Railways and Lighting Company teve pelo menos três aspectos questionáveis. Primeiro, o contrato determinava a transferência de todo o material dessa companhia apenas em perfeito estado de conservação e funcionamento, após o término do prazo da concessão, mas não inteiramente novo. Portanto, essa concessionária poderia transferir para o município seus equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica pouco antes do final da vida útil dos mesmos, desde que eles estivessem em perfeito estado de conservação e funcionamento. Ora, se isso acontecesse, contrariando o ponto de vista do intendente Antonio José de Lemos, o município receberia da Pará Electric Railways and Lighting Company equipamentos praticamente em estado de sucata. Segundo, o preço do serviço de iluminação pública, ao padrão monetário fixo de 27 dinheiros esterlinos por 1\$000 réis, constituía-se em um pesado ônus para o município, principalmente porque a moeda nacional foi muito desvalorizada ao longo do tempo. Terceiro, o monopólio de quase um século concedido à Pará Electric Railways and Lighting Company era um obstáculo à competição, impedindo que outras companhias pudessem oferecer os serviços públicos de energia elétrica a preços mais reduzidos.

A estruturação do sistema elétrico do paraense e sua expansão inicial não podem ser compreendidas fora do contexto das transformações socioeconômicas que se iniciaram a partir de 1850 no Pará. Não foi por acaso que o estabelecimento comercial Paris na América e o Teatro da Paz, dois símbolos do período da borracha, foram os primeiros locais a ser iluminados por lâmpadas elétricas na cidade de Belém. Também não foi por acaso que a inauguração da iluminação pública por lâmpadas elétricas em Belém ocorreu pouco tempo depois da inauguração desse serviço em outras importantes capitais, como Porto Alegre, em 1887, São Paulo e Curitiba, em 1889 (A ENERGIA... , 1977).

2.4 – O sistema elétrico no interior do Estado

2.4.1 – O contexto socioeconômico

Uma economia centrada praticamente na exportação de um tipo de matéria-prima está sujeita a enfrentar sérias dificuldades se houver uma queda acentuada de seu preço no mercado internacional. Foi exatamente isso o que aconteceu com a economia paraense quando o preço da borracha foi reduzido drasticamente, devido à inundação da produção asiática no mercado internacional. Como resultado, o extrativismo dessa matéria-prima acabou desestimulado.

O colapso da economia paraense foi causado principalmente pela falta de flexibilidade do sistema produtivo local, uma vez que as atividades econômicas estavam baseadas quase que exclusivamente na exportação da borracha. Como a produção estadual perdeu competitividade para a asiática, o extrativismo da borracha foi sendo progressivamente abandonado no Pará.

A Figura 11 mostra que uma redução acentuada do preço da borracha começou a ocorrer a partir de 1911. Entre 1910 e 1920, o preço da borracha passou de US\$ 59,435 para US\$ 5,301 por tonelada (IBGE, 1941), fechando o ciclo da borracha.

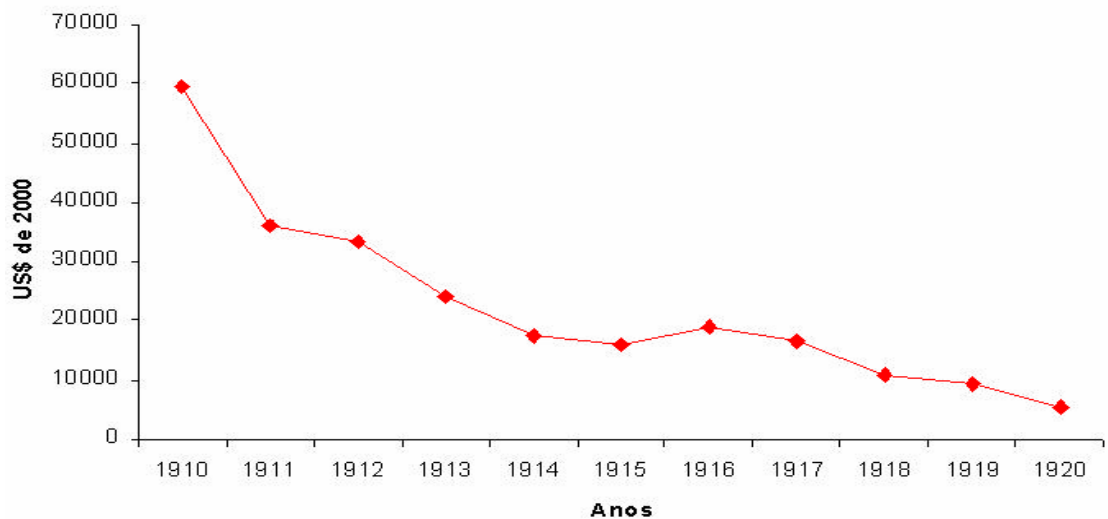


Figura 11: Evolução do preço da borracha entre 1910 e 1920.

Fonte: Elaborada a partir de informações do IBGE (1941).

Em 1912, Belém era uma das treze cidades no País a possuir o serviço de transporte público urbano por tração elétrica e a vapor. Sua frota de carros elétricos era a terceira maior do Brasil, com 112 carros, ficando apenas atrás das cidades do Rio de Janeiro e de São Paulo. Por outro lado, o Pará era o terceiro maior importador de carvão, sendo superado apenas pelos Estados do Rio de Janeiro e de São Paulo.

Em 1911, a importação paraense de carvão totalizou 153,7 mil toneladas, correspondendo a uma participação em torno de 8,9% na importação total dessa fonte energética no País (MAIC, 1917). Isso evidencia que as atividades de transporte ferroviário e a vapor, de geração de energia elétrica e de produção de vapor para a indústria ainda não haviam sido afetadas pelo colapso da economia. Porém, em 1912, houve uma queda em torno de 8,5% na importação estadual de carvão, diferentemente do que foi observado entre os principais importadores brasileiros (MAIC, 1917). É provável que essa queda acentuada tenha relação com o início do período de retração econômica.

A arrecadação paraense foi duramente afetada. Entre 1910 e 1920, ela passou de US\$ 123,1 milhões para US\$ 18,3 milhões, enquanto sua participação na arrecadação total do Brasil foi reduzida de 10,4% para 2% (IBGE, 1941).

Uma tendência de recuperação da arrecadação começou a ocorrer a partir de 1922, consolidando-se depois de 1930. Entretanto, ela foi pouco expressiva. Em 1939, a arrecadação no Pará chegou a US\$ 25,3 milhões, correspondendo a pouco mais de 1/5 da arrecadação verificada em 1910 (IBGE, 1941).

A desaceleração da economia afetou o crescimento populacional. Entre 1910 e 1940, a população paraense passou de 752,4 mil habitantes para 913,9 mil habitantes. Por outro lado, a população do município de Belém passou de 270,7 mil habitantes para 206,3 mil habitantes (MAIC, 1916 e IBGE, 1952). Nesse período, a taxa média de crescimento populacional do Estado ficou em 0,65%.

Na maior parte das microrregiões, houve uma redução populacional (Apêndice II A). Na microrregião de Belém, por exemplo, a redução foi em média de 0,9% ao ano. Além disso, a concentração da população nessa microrregião⁶⁴ foi reduzida de 36% para 22,6%.

⁶⁴ Para facilitar a comparação entre as diversas regiões do Estado ao longo dos anos, independente das mudanças políticas que nelas ocorreram, as meso e microrregiões apresentadas de agora em diante estarão de acordo com a organização política atual.

2.4.2 – A chegada do serviço público de energia elétrica a outros municípios

Bragança foi o segundo município a possuir energia elétrica no Pará. Esse município estava localizado no eixo de desenvolvimento traçado no período da borracha. Uma das funções desse eixo era produzir alimentos para abastecer a população de Belém, que se encontrava em rápido crescimento na época. Foi dentro dessa ótica de desenvolvimento que a estrada de ferro Belém-Bragança foi construída. Fato que acabou estimulando a economia do município.

O sistema elétrico de Bragança foi inaugurado em 1911, sendo controlado pela Empresa de Melhoramentos Públicos, uma companhia privada. A planta de geração desse sistema possuía uma potência em torno de 67 kW. As redes de transmissão e de distribuição apresentavam extensões de 3 km e 20 km, respectivamente. A iluminação pública era fornecida por 8 lâmpadas de arco-voltaico de 1.600 velas e por 380 lâmpadas incandescentes de 25 velas, enquanto o serviço de iluminação particular atendia 197 consumidores (MAIC, 1929).

Com a retração da economia, o sistema elétrico paraense começou a ter dificuldades para se expandir e para atender a demanda no interior do Estado. Esse quadro foi agravado também pela Primeira Guerra Mundial, que dificultou a importação das plantas de geração, das peças para manutenção e das fontes energéticas utilizadas nessas plantas.

Até 1920, a maioria das cidades e vilas dos 56 municípios existentes no Estado do Pará era iluminada por querosene. Apenas os municípios de Belém (1895), Bragança (1911), Chaves (1914), Mazagão (1914), Cachoeira (1914) e Santarém (1920), bem como o distrito de Mosqueiro (1920), este pertencente ao município de Belém, contavam com o serviço público de energia elétrica⁶⁵.

De 1920 a 1939, a expansão do sistema elétrico no interior foi mais acentuada, principalmente na última década desse período. Em 1930, existiam 16 plantas térmicas gerando energia elétrica no Estado, com potência total instalada de 7 MW. Em 1934, mais duas plantas térmicas foram adicionadas, totalizando 18 termelétricas, com potência instalada em torno de 12 MW. Em 1939, o número de plantas térmicas dobrou em relação a 1934, enquanto a potência total instalada chegou a 14,4 MW. (INSTITUTO NACIONAL DE ESTATÍSTICA - INE, 1936 e IBGE, 1941 e 1951).

⁶⁵ Os anos entre parênteses referem-se às datas de inauguração dos sistemas elétricos nesses municípios. O município de Mazagão, nessa época, pertencia ao Estado do Pará.

Com a deflagração da Segunda Guerra Mundial, a qualidade do serviço público de energia elétrica foi sendo progressivamente degradada, particularmente em Belém, devido principalmente à dificuldade para a importação de peças e equipamentos para a manutenção da planta de geração e das redes de transmissão e distribuição de energia. Como resultado, pela primeira vez na história, a capacidade instalada no Pará foi reduzida, chegando a 10,9 MW em 1940, embora o número de plantas de geração em operação tivesse aumentado para 50 termelétricas e 1 hidrelétrica⁶⁶ (IBGE, 1951). Em 1941, a capacidade instalada voltou a crescer, atingindo cerca de 14,8 MW (IBGE, 1951). Entretanto, as interrupções no fornecimento de eletricidade tornaram-se mais frequentes.

Em 1937, o Pará possuía cinquenta e um municípios. Desse total, a energia elétrica havia chegado a trinta e quatro deles, enquanto quinze tinham suas sedes ainda iluminadas por querosene ou gás acetileno e apenas dois não eram atendidos por qualquer tipo de iluminação (IBGE, 1941).

O número de consumidores residenciais nesse Estado havia chegado a 19.551 em 1937, sendo que o município de Belém concentrava cerca de 85% deles (IBGE, 1941). Em Belém, pagava-se em média US\$ 1.05 por kWh, enquanto no restante do território paraense, US\$ 1.58 por kWh em média (IBGE, 1941). Estima-se que apenas cerca de 10,1% dos domicílios tinham acesso à energia elétrica nesse ano⁶⁷.

Em Belém, a capacidade instalada da planta de geração da Pará Electric Railways and Lighting Company foi ampliada para 6,7 MW em 1937. Segundo RODRIGUES (1939, p. 188), essa companhia “procurou sempre estar à altura do progresso e do desenvolvimento industrial da capital”. Isso mostra que a Pará Electric Railways and Lighting Company atendia satisfatoriamente as demandas dessa cidade até o final da década de 1930.

No cenário nacional, algumas mudanças, que acabariam afetando o sistema elétrico paraense, estavam sendo implementadas, em decorrência de um nacionalismo exacerbado, com tendência de centralização do poder na esfera federal.

A aprovação do Decreto Federal nº 23.501, de 27 de novembro de 1933, que anulou as cláusulas contratuais, que estabeleciam o pagamento dos serviços públicos realizados no Brasil vinculados a padrões monetários internacionais, foi a primeira consequência desse novo quadro político-institucional. Dessa forma, a cláusula do contrato

⁶⁶ Esta hidrelétrica tinha uma potência instalada de 15 kW e entrou em operação em 1940 (IBGE, 1951).

⁶⁷ Esse percentual foi obtido através da divisão do número de consumidores residenciais com energia elétrica pelo número de domicílios particulares estimado.

de concessão da Pará Electric Railways and Lighting Company, que estabelecia o pagamento dos serviços públicos de energia elétrica pelo padrão monetário fixo de 27 dinheiros esterlinos por 1\$000 réis, tornou-se sem validade. Por outro lado, com a aprovação do Código das Águas, através do Decreto Federal nº 24.643, de 10 de julho de 1934, a competência para outorgar autorização e concessão para os aproveitamentos hidrelétricos no País foi transferida para a União. Além disso, esse código instituiu os princípios do custo histórico e do serviço pelo custo, bem como iniciou a abertura para a nacionalização dos serviços de energia elétrica (A ENERGIA... , 1977).

2.5 – A estatização total do sistema elétrico paraense

2.5.1 – O contexto socioeconômico

GOMES e VERGOLINO (1997, p. 26) afirmam que a omissão do governo central, antes da proclamação da República, e do governo federal, depois disso, “tornou frágeis as perspectivas de sustentabilidade do crescimento econômico da Amazônia, no longo prazo”. Esse quadro de omissão começou a ser modificado a partir do início da década de 1940, quando o governo federal começou a implantar serviços e a criar instituições na região, como o Banco de Crédito da Borracha.

O receio de internacionalização da Amazônia foi um dos fatores motivadores dessa estratégia de desenvolvimento regional. Nessa época, a Amazônia era vista como “(...) um espaço vazio, economicamente improdutivo e politicamente perigoso” (SUPERINTENDÊNCIA DO PLANO DE VALORIZAÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA – SPVEA, 1955, p. 24).

Com a Constituição de 1946, por determinação do seu artigo 199, pelo menos 3% da receita da União, Estados e Municípios amazônicos deveriam ser aplicados em programas de desenvolvimento regional. Em 6 de janeiro de 1953, a Lei Federal nº 1.806 regulamentou o Plano de Valorização Econômica da Amazônia (PVEA), bem como a forma pela qual esse recurso seria aplicado. O fomento à produção agropecuária, mineral e industrial, a ocupação territorial da região amazônica e o estabelecimento de uma política energética regional estavam entre os objetivos do PVEA. Para executá-los, essa lei criou a SPVEA (SPVEA, 1955).

Em 27 de outubro de 1966, a Lei Federal nº 5.173 criou a SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DA AMAZÔNIA – SUDAM, substituindo a SPVEA. Essa

autarquia manteve a estratégia de desenvolvimento regional, orientada para a ocupação populacional e para a implantação de pólos agrícolas e industriais. Além disso, ela passou a formular diretrizes técnico-econômicas, visando a aplicação de recursos no sistema elétrico.

No primeiro Plano Quinquenal de Desenvolvimento (1967 – 1971), a SUDAM sugere, por exemplo, a implantação de usinas de geração mais onerosas apenas para o atendimento de programas específicos ou dos pólos de desenvolvimento, bem como a programação do atendimento da demanda para cidades com população superior a 2.500 habitantes (SUDAM, 1967).

Os resultados dessa política de desenvolvimento regional iniciada pela SPVEA e depois continuada pela SUDAM tornaram-se visíveis em pouco tempo. A Tabela 7 mostra que o PIB paraense passou de US\$ 348,5 milhões para US\$ 1,5 bilhão entre 1939 e 1970. Por outro lado, o PIB per capita passou de US\$ 387 para US\$ 689 nesse período.

Tabela 7: Evolução do PIB paraense entre 1939 e 1970 em milhares de dólar.

	1939	1953	1955	1960	1965	1970
PIB do Estado do Pará	348,549	426,361	525,486	893,366	1,060,816	1,493,082

Fonte: IPEA (2004).

Entre 1939 e 1953, portanto antes da criação da SPVEA, o PIB estadual cresceu em média 1,4% por ano. Entre 1953 e 1970, ele cresceu em média 7,7% por ano. Isso mostra o êxito das políticas de desenvolvimento regional sobre a economia paraense nesse período.

A Figura 12 mostra que o valor da produção no Pará apresentou maior crescimento na década de 1960, quando ele passou de US\$ 170 milhões para US\$ 761 milhões entre 1959 e 1970. As atividades que mais se desenvolveram nesse período foram as agrícolas e industrial, que apresentaram um crescimento médio anual de 18,6% e 13,7%, respectivamente.

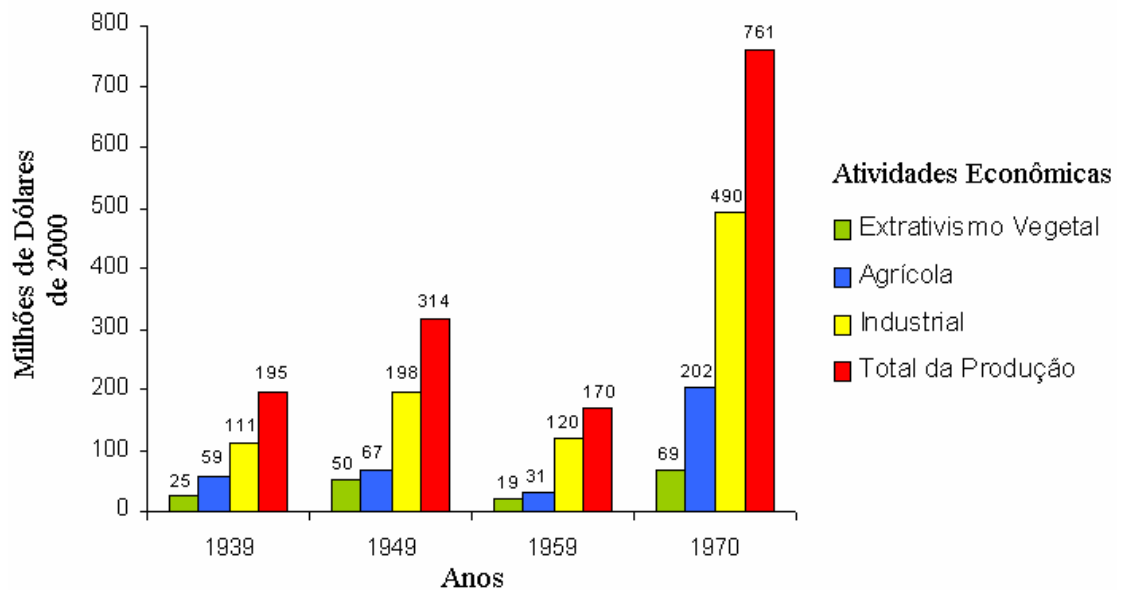


Figura 12: Valor da produção no Estado do Pará entre 1939 e 1970.

Fonte: IBGE (1941, 1951, 1961, 1974 e 1975b).

A população passou de 913,9 mil para 2,2 milhões de habitantes, apresentando taxas de crescimento de 2,1% por ano entre 1940 e 1950, de 3,2% por ano entre 1950 e 1960, de 3,5% por ano entre 1960 e 1970 (IBGE, 1952 e 1973).

As maiores taxas de crescimento foram observadas nas mesorregiões Sudeste Paraense, Metropolitana de Belém e Sudoeste Paraense (Apêndice II B), onde as taxas de crescimento foram superiores a do Estado. Deve-se ressaltar que no caso do Sudeste Paraense, o crescimento populacional, verificado entre 1960 e 1970, acabou sendo impulsionado pela construção da rodovia federal BR 010 (Belém-Brasília) em 1958.

Entre 1940 e 1970, a taxa de urbanização passou de 31,2% para 47,2%. Por outro lado, as densidades demográficas no território paraense e na microrregião de Belém passaram de 0,73 para 1,73 habitante por km² e de 65,6 para 218,6 habitantes por km², respectivamente.

2.5.2 – A estatização da Pará Electric Railways and Lighting Company e a constituição da CELPA

Ao longo do tempo, o poder público foi progressivamente assumindo o controle do sistema elétrico no território paraense. Em 1937, por exemplo, o atendimento elétrico domiciliar era realizado por trinta e oito empresas, sendo trinta e três públicas municipais,

uma pública federal e quatro particulares (IBGE, 1941). Entretanto, a Pará Electric Railways and Lighting Company, maior empresa de energia elétrica na época, continuava sob o controle da iniciativa privada estrangeira.

A nomeação do coronel Joaquim de Magalhães Cardoso Barata, como interventor federal no Pará, em 8 de fevereiro de 1943, pelo presidente Getúlio Dornelles Vargas, abriu caminho para o processo de estatização da Pará Electric Railways and Lighting Company.

Em 23 de fevereiro de 1943, através da publicação do Ofício nº 1.638, Magalhães Barata iniciou uma dura campanha nacionalista de desmoralização da Pará Electric Railways and Lighting Company. Ele se mostrava insatisfeito com os serviços prestados por essa companhia, não aceitando a justificativa de que o estado de guerra era o principal responsável pela degradação do fornecimento de energia elétrica e do transporte público por bondes elétricos em Belém, porque, na sua opinião, as peças e os equipamentos necessários à manutenção da planta de geração e das redes de transmissão e distribuição poderiam ser adquiridos em outros Estados. Além disso, ele afirmava que o óleo combustível e o carvão poderiam ser substituídos por lenha fornecida pela floresta local.

A argumentação de Magalhães Barata convenceu a população, mas ela era falaciosa em relação ao possível fornecimento de peças e equipamentos pela indústria nacional. A degradação do serviço público de energia elétrica ocorreu em todo o País durante o estado de guerra. LEITE (1997) identifica a dificuldade de importação de equipamentos, aliada à fragilidade do parque industrial nacional, como uma das causas principais para a queda da qualidade desse serviço no Brasil ao longo da Segunda Guerra Mundial.

Com o apoio explícito do jornal *O Estado do Pará*⁶⁸, Magalhães Barata conseguiu criar um clima desfavorável para a permanência da Pará Electric Railways and Lighting Company em Belém. Os ataques contra essa companhia tornaram-se frequentes e só foram interrompidos quando foi decretada sua intervenção.

Em janeiro de 1947, o jornal *O Estado do Pará* havia adotado uma postura mais moderada, a ponto de publicar um artigo de Ricardo Borges, ex-secretário da

⁶⁸ Esse jornal era de propriedade de Afonso Justo Chermont. Como evidência do seu alinhamento político com o coronel Magalhães Barata, tem-se o fato de nenhuma notícia agressiva contra a Pará Electric Railways and Lighting Company ter sido publicada por ele antes da nomeação desse coronel. Foi somente a partir da publicação do Ofício nº 1638 que esse jornal começou a fazer reportagens para degradar a imagem dessa companhia. Isso se estendeu até o final de 1946. Deve-se ressaltar que as interrupções do fornecimento de energia elétrica e os acidentes com os bondes elétricos se intensificaram em Belém durante o estado de guerra, porém esses fatos foram explorados de forma tendenciosa pelo jornal *O Estado do Pará*.

administração municipal, com duras críticas à campanha nacionalista de desmoralização da Pará Electric Railways and Lighting Company e da intencional destruição de seu patrimônio. Nesse artigo, Borges definiu como “imbecilidade” o fato de o governo permitir que o vultoso acervo dessa companhia fosse destruído. Para ele, o Estado deveria encampar essa empresa, caso houvesse recursos disponíveis para isso, preservando o seu patrimônio (BORGES, 26/01/1947).

A irresponsabilidade da campanha contra a Pará Electric Railways and Lighting Company veio à tona através de um projeto da bancada paraense, que pleiteava recursos da ordem de US\$ 11,4 milhões junto ao PVEA para regularizar os serviços de distribuição de eletricidade e de transporte público por bondes elétricos em Belém. Ou seja, um clima hostil à permanência dessa companhia em Belém foi criado, porém os governos estadual e municipal não possuíam recursos suficientes para encampá-la, fato que gerou um impasse.

Essa questão foi resolvida com a participação do governo federal, que decretou a caducidade do contrato de concessão da Pará Electric Railways and Lighting Company. Em 1947, o acervo dessa empresa passou para o controle do Estado, cabendo à prefeitura de Belém, através do Departamento Municipal de Força e Luz, a atribuição de fornecer o serviço público de energia elétrica (INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO-SOCIAL DO PARÁ – IDESP, 1974).

Em 1948, existiam cinquenta e sete termelétricas e uma hidrelétrica em operação no Pará, ou seja, sete plantas de geração a mais do que em 1940. Porém, a potência instalada foi reduzida para 6,3 MW (IBGE, 1951). Esse quadro sugere que a potência instalada foi menor que a desativada. Isso ocorreu provavelmente devido à reorganização que estava acontecendo no controle do sistema elétrico de Belém. Por outro lado, existiam 24.185 consumidores residenciais em todo território paraense, sendo que 73% deles estavam concentrados em Belém (IBGE, 1951). Estima-se que cerca de 12% dos domicílios paraenses tinham acesso ao serviço público de energia elétrica.

O processo de reorganização levou cerca de quatro anos. Em 14 de setembro de 1951, a Lei nº 420 autorizou o poder executivo a subscrever a importância de US\$ 7,38 milhões para a constituição da Força e Luz do Pará S/A (FORLUZ), cuja atribuição era fornecer energia elétrica à cidade de Belém, substituindo o então Departamento Municipal de Força e Luz, criado para esse fim após a estatização da Pará Electric Railways and Lighting Company. Através da Lei nº 463, de 2 de fevereiro de 1952, o governo estadual subscreveu cem mil ações da FORLUZ, com valor nominal de US\$ 34.20 cada.

A SPVEA teve um papel importante na consolidação do controle estatal do sistema elétrico na Amazônia, porque através dela um montante significativo de recursos foi destinado à expansão do sistema elétrico nessa região (Tabela 8).

Tabela 8: Recursos previstos para liberação pela SPVEA em milhões de dólares.

	1955	1956	1957	1958	1959
Recursos totais	69,56	73,72	111,93	68,14	59,57
Recursos para o sistema elétrico	6,39	5,69	7,28	4,35	3,25
Percentual de participação	9,19	7,72	6,51	6,39	5,46

Fonte: SPVEA (1955).

Em 1955, por exemplo, o Pará foi contemplado com recursos da ordem de US\$ 2,71 milhões, isto é, aproximadamente 42% dos recursos liberados para o sistema elétrico, visando a construção das instalações da planta de geração da FORLUZ, bem como a fabricação e instalação de postes (SPVEA, 1955).

A primeira ação dessa concessionária foi construir uma planta de geração a óleo combustível, com uma capacidade instalada de 30 MW, para atender a demanda da cidade de Belém. O projeto foi dividido em três etapas, sendo que na primeira seriam instalados 15 MW (duas turbinas de 7,5 MW). Em 7 de outubro de 1956, essa planta foi inaugurada (FORLUZ, 1962). No ano seguinte, a capacidade total instalada no Pará passou para cerca de 25 MW, continuando predominantemente térmica. Desse total, apenas 16 kW eram de origem hídrica (IBGE, 1959).

A entrada em operação dessa planta não solucionou o problema dos constantes racionamentos na cidade de Belém de imediato, porque a Servix Engenharia, empresa contratada para fazer a previsão da demanda elétrica, cometeu erros nesse trabalho e porque a rede de transmissão e distribuição de energia elétrica estava velha (FORLUZ, 1959).

A demanda elétrica nessa cidade continuou a crescer rapidamente, forçando a implantação de um esquema de racionamento por rodízio (FORLUZ, 1960). Para solucionar esse problema, a construção de uma nova planta de geração foi proposta, uma vez que a ampliação do prédio existente seria inconveniente (FORLUZ, 1960).

A construção da planta de geração da FORLUZ marcou o início de um período de maior intervenção do governo federal na expansão do sistema elétrico paraense, uma vez

que a infra-estrutura energética era um ponto central da política de desenvolvimento regional.

Por outro lado, a política do governo federal começou a ter repercussões diretas sobre a arrecadação das concessionárias. Além disso, o êxito na construção da hidrelétrica de Paulo Afonso⁶⁹ pela CHESF contribuiu para fortalecer a ideologia do aproveitamento dos recursos energéticos do País, particularmente o potencial hidrelétrico, para seu desenvolvimento econômico.

O início da década de 1950 foi marcado por um grande embate ideológico sobre a remuneração dos serviços públicos de energia elétrica na esfera federal. De um lado, o Conselho Nacional de Economia (CNE) era favorável ao planejamento do sistema elétrico regionalizado e à remuneração pelo custo dos serviços. Do outro, a Assessoria Econômica da Presidência da República defendia o planejamento do sistema elétrico nacional e a manutenção do princípio do custo histórico. Em abril de 1954, essa assessoria submeteu ao Congresso Nacional um documento que ignorava a necessidade de remunerar de forma justa o capital investido no sistema elétrico (LEITE, 1997).

Em contrapartida, em 31 de agosto de 1954, a Lei Federal nº 2.308 instituiu o Fundo Federal de Eletrificação e criou o imposto único sobre energia elétrica (IUEE), cujo objetivo era prover e financiar a estruturação e a expansão do sistema elétrico nacional, bem como a indústria de material elétrico no País. O IUEE incidia sobre a energia fornecida para consumo da seguinte forma: US\$ 0.02 por kWh para iluminação, US\$ 0.01 por kWh para força motriz e 5% sobre o preço do consumo a medidor ou a *forfait*. A União ficaria com 40% desse imposto, enquanto os Estados e Municípios, com o restante. Esses recursos deveriam ser aplicados nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Na década de 1960, o controle estatal do sistema elétrico nacional foi consolidado, sendo criada uma estrutura institucional que passou a centralizar as ações de planejamento de interesse nacional. Em 20 de julho de 1960, a Lei Federal nº 3.782 criou o Ministério das Minas e Energia (MME)⁷⁰, que teria como uma das atribuições elaborar a política energética brasileira. Poucos meses depois, a Lei Federal nº 3890-A, de 25 de abril de

⁶⁹ Segundo LEITE (1997), essa hidrelétrica, com potência de 180 MW, começou a ser construída em 1949 e foi inaugurada em 1955.

⁷⁰ De acordo com A ENERGIA...(1977), o MME só foi efetivamente implantado e organizado pela Lei Federal nº 4904, de 17 de dezembro de 1965. Essa lei também criou o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), cuja função principal seria fiscalizar os serviços públicos de energia elétrica.

1961, criou a Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS), que deveria assessorar o MME na implementação das políticas de expansão do sistema elétrico nacional, entre outras atribuições.

A manutenção do custo histórico para a remuneração dos serviços públicos de energia elétrica afetou violentamente a situação financeira da FORLUZ no início da década de 1960, porque a inflação ocasionou o progressivo desgaste da receita da empresa, que tinha assumido dívidas em moeda estrangeira no período da construção de sua planta de geração. Além disso, essa situação foi agravada pelo fato de a prefeitura de Belém não pagar suas contas de iluminação pública, bem como pelo aumento em torno de 145% do óleo combustível, ocorrido entre dezembro de 1960 e dezembro de 1962, e pela decisão do governo estadual de não elevar as tarifas de energia elétrica, por entender que o reajuste era muito elevado para ser suportado pela população (FORLUZ, 1962, 1963 e 1965).

A expansão do sistema elétrico paraense tornou-se mais organizada a partir do final da década de 1950, devido à sanção da Lei nº 1.571, de 5 de agosto de 1958, que se originou do Projeto Lei nº 70, de 24 de julho de 1958. Essa lei tratava da elaboração do primeiro Plano Estadual de Eletrificação (PEE), bem como determinava a criação da Comissão Estadual de Energia (CEE). Ela estabeleceu um prazo de uma década para a execução desse plano. Após esse período, um segundo PEE seria elaborado, ficando a CEE encarregada dessa atribuição. Segundo essa lei, caberia a CEE realizar estudos e levantamentos sobre o potencial hidrelétrico paraense, executar os programas de oferta e suprimento da demanda de energia elétrica, explicitamente privilegiando as cidades e regiões mais densamente habitadas, postura que imperava em todo País. Ela também dava preferência à construção de hidrelétricas, bem como à centralização da oferta, através do atendimento interligado, sempre que fosse possível, e determinou que após a aprovação do primeiro PEE, o poder executivo teria a iniciativa de organizar empresas de economia mista para expandir o serviço público de energia elétrica no Estado (CEE, s.d).

Em 12 de março de 1959, através da Lei nº 1.668, a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) foi criada, com a função de elaborar o primeiro PEE no prazo máximo de um ano, contado a partir da data de constituição da CEEE.

Seguindo a determinação da Lei nº 1.571, o governo estadual criou a Centrais Elétricas do Pará S/A (CELPA), através da Lei nº 2.023, de 31 de agosto de 1960, cuja constituição foi efetivada em 22 de novembro de 1962, com um capital social em torno de

US\$ 24,9 milhões, sendo dividido em 600 mil ações ordinárias e 400 mil ações preferenciais no valor de US\$ 24.93 cada uma.

As principais atribuições da CELPA eram desenvolver estudos e projetos sobre o sistema elétrico estadual, construir plantas de geração e linhas de transmissão, bem como comercializar energia elétrica em todo o território paraense (CELPA, 1965). Dessa forma, a FORLUZ se transformou em sua subsidiária.

A escassez de recursos era o maior empecilho para a consolidação do controle estatal do sistema elétrico nacional, uma vez que os recursos originários do IUEE estavam progressivamente sendo reduzidos pela espiral inflacionária. Para contornar esse problema a Lei Federal nº 4.156, de 28 de novembro de 1962, foi aprovada. Essa lei reformulou a cobrança do IUEE, que passou a ter alíquotas diferenciadas para as diversas classes de consumo⁷¹. Por outro lado, ela isentou de pagamento os consumidores atendidos por sistemas elétricos exclusivamente térmicos, medida que beneficiou o Estado do Pará. Essa lei também criou o empréstimo compulsório⁷², que inicialmente corresponderia a 15% do valor das contas de energia elétrica, passando depois para 20% em 1983 (A ENERGIA..., 1977).

Um outro problema para a estatização do sistema elétrico nacional residia na existência de muitas concessionárias controladas pelos governos estaduais. Em função disso, o Decreto Federal nº 60.824, de 7 de julho de 1967, orientou os Estados a possuir apenas uma empresa de economia mista para a realização dos serviços públicos de energia elétrica.

Seguindo essa orientação, a CELPA incorporou a FORLUZ, sob autorização da Portaria nº 458 do MME, de 19 de junho de 1969. Ela também assumiu a coordenação do planejamento do sistema elétrico estadual, fato que levou a extinção da CEEE (IDESP, 1974).

Entre 1960 e 1969, a capacidade instalada no Pará passou de 31,8 MW para 99,2 MW. A geração de energia elétrica passou de 85 GWh para 242 GWh (Tabela 9), registrando um crescimento médio anual de 12,3%. Por outro lado, o consumo de energia elétrica passou de 58 GWh para 184 GWh, registrando um crescimento médio anual de

⁷¹ As alíquotas foram definidas da seguinte forma: 50% sobre a tarifa residencial, 60% sobre a tarifa comercial, 32,5% sobre a tarifa industrial para consumos mensais superiores a 2 MWh, e 16% sobre a tarifa industrial para consumos mensais inferiores a 2 MWh. Consumidores residenciais com consumos mensais até 30 kWh ficaram isentos.

⁷² Empréstimo resgatável em 10 anos, com juros de 12% ao ano. Esse empréstimo vigorou até 31 de dezembro de 1983 (A ENERGIA..., 1977).

13,7%. Em 1969, a participação dos setores residencial, comercial e industrial no consumo total de energia era de 38,1%, 22,8% e 20,5%, respectivamente. Além disso, ressalta-se que o setor rural permaneceu sem atendimento elétrico nesse período.

Tabela 9: Geração, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1960 e 1969 (GWh).

	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Geração	85	96	103	110	150	129	148	177	207	242
Oferta Interna	85	96	103	110	150	129	148	177	207	242
Consumo Total	58	75	80	78	89	n.d	111	128	147	184
Residencial	n.d	28	31	32	36	39	42	49	56	70
Comercial	n.d	10	16	16	17	18	23	29	35	42
Industrial	n.d	20	17	16	19	n.d	25	28	32	38
Público	n.d	18	16	14	17	17	18	20	24	28
Rural	n.d	0	0	0	0	0	0	0	0	0

n.d: Informação não-disponível.

Fontes: IBGE (1961, 1962, 1963, 1964, 1965, 1966, 1967a, 1968, 1969, 1970 e 1971).

Apesar do consumo energia elétrica ter crescido a uma taxa bastante elevada, ele ficou concentrado em Belém. A participação do consumo desse município no consumo total do Estado, em média, ficou em 89,5% na década de 1960⁷³, mostrando que as políticas de desenvolvimento implementadas até então não conseguiram quebrar a dinâmica de desenvolvimento socioeconômico centralizadora, que concentrava as atividades econômicas e o número de consumidores de eletricidade em Belém.

Em 1968, a CELPA começou a construir a hidrelétrica de Curuá-Una, com potência prevista de 40 MW, no município de Santarém, na época o segundo município mais populoso do Estado do Pará. Esse fato marcou efetivamente o início do aproveitamento hidrelétrico de grande porte nesse Estado

2.6 – A intervenção do governo federal no sistema elétrico paraense

2.6.1 – O contexto socioeconômico

Para facilitar a ocupação da Amazônia, o governo federal criou o Programa de Integração Nacional (PIN), através do Decreto-Lei nº 1.106, de 16 de junho de 1970, que

⁷³ O consumo total em 1965 foi excluído, pois a informação sobre o consumo do setor industrial está incoerente.

entre as estratégias de ação previa a abertura de outras duas rodovias federais: a BR 230 (Transamazônica) e a BR 163 (Cuiabá-Santarém). Segundo OLIVEIRA (1991), foi com esse programa que o governo militar iniciou a campanha ufanista, caracterizada por um “falso nacionalismo”, de que era necessário integrar a Amazônia ao resto do País para não entregá-la aos interesses internacionais.

Pouco depois, o Instituto Nacional de Reforma Agrária (INCRA) foi criado pelo Decreto-Lei nº 1.110, de 09 de julho de 1970, em substituição ao Instituto Nacional de Desenvolvimento Agrário (INDA), com a função de coordenar a ocupação das áreas escolhidas, bem como de levar infra-estrutura para os assentamentos rurais que seriam criados.

Em 6 de julho de 1971, através do Decreto-Lei nº 1.179, o governo federal criou o Programa de Redistribuição de Terras e Estímulo à Agroindústria do Norte e Nordeste (PROTERRA), que passou a ter as atribuições de agilizar o acesso do homem do campo à terra, bem como de fomentar o desenvolvimento das atividades agroindustriais, entre outras.

A estratégia de implantar pólos de desenvolvimento para ocupar o imenso vazio demográfico e promover o crescimento da economia amazônica foi consolidada pelos Planos Nacionais de Desenvolvimento (PNDs)⁷⁴, regionalizados na forma dos Planos de Desenvolvimento da Amazônia (PDAs).

O I PND (1972-74), autorizado pela Lei Federal nº 5.727, de 4 de novembro de 1971, teve como objetivo central dar continuidade ao crescimento econômico, alcançado pelos dois governos militares anteriores. Ele também pretendia colocar a economia brasileira na oitava posição mundial em termos de nível global do PIB, bem como “transformar o Brasil em uma nação desenvolvida em uma geração” (GOVERNO FEDERAL, 1971, p.14).

Especificamente em relação à Amazônia, ele buscou dinamizar a economia regional pela implementação de duas estratégias básicas: o estabelecimento de pólos agrominerais, cujo objetivo era elevar a produção agrícola e mineral, esta última ainda pouco desenvolvida na região, e a ocupação regional através da construção de uma malha rodoviária para facilitar a penetração da mão-de-obra excedente do Nordeste e de migrantes de outras regiões do País.

⁷⁴ Os PNDs foram criados pelo Ato Complementar nº 43, de 29 de janeiro de 1969, posteriormente reformulado pelo Ato Complementar nº 76, de 21 de outubro de 1969.

Nesse contexto, o Pará acabou se transformando em um dos principais alvos do I PND na Amazônia, uma vez que as metas do terceiro governo militar visavam assentar um contingente populacional significativo na região da Transamazônica e incrementar a produção de ferro e alumínio⁷⁵.

O II PND (1975-1979) foi autorizado pela Lei Federal nº 6.151, de 4 de dezembro de 1974. Apesar de a economia brasileira ter sido atingida violentamente pela elevação do preço do petróleo, esse plano manteve a mesma orientação do I PND em termos de crescimento econômico. Para isso, a economia passaria por um processo de adaptação à crise do sistema petrolífero (GOVERNO FEDERAL, 1974). Entretanto, o governo sabia que a indústria nacional não apresentaria o mesmo desempenho dos períodos anteriores. Por essa razão, a agricultura, a pecuária, a agroindústria, a mineração e os serviços destinados ao setor terciário teriam atenção especial do II PND, como forma de preencher a lacuna que seria deixada pela redução da participação da indústria no PIB nacional (GOVERNO FEDERAL, 1974). Dessa forma, os pólos de desenvolvimento implementados na Amazônia, que inicialmente tinham a função de promover o desenvolvimento regional, passaram a ter uma importância fundamental para a economia brasileira na visão do governo federal.

O II PND percebeu a Amazônia como uma região com potencialidades capazes de suprir parte da escassez de alimentos, minerais e matérias-primas existente a nível mundial, sem exigir investimentos significativos de capital e com o uso intensivo de mão-de-obra (GOVERNO FEDERAL, 1974).

Para o Programa de Pólos Agropecuários e Agrominerais da Amazônia (POLAMAZÔNIA), criado pelo Decreto Federal nº 74.607, de 25 de setembro de 1974, estava prevista a liberação de cerca de US\$ 2,16 bilhões, enquanto para a implantação do Complexo Minerometalúrgico da Amazônia Oriental, incluindo empreendimentos relacionados ao aproveitamento hidrelétrico da região do Araguaia-Tocantins, seriam liberados cerca de US\$ 8,65 bilhões, somente na primeira fase da implantação desse complexo (GOVERNO FEDERAL, 1974).

O POLAMAZÔNIA definiu como pólos prioritários no Pará: Carajás, Trombetas, Araguaia-Tocantins, Tapajós, Altamira e Marajó. Por outro lado, foram implantados os complexos minerometalúrgicos Carajás-Itaqui, visando a exploração de ferro e o

⁷⁵ As reservas de ferro e bauxita foram descobertas nesse Estado na segunda metade da década de 1960.

desenvolvimento da siderurgia, e Trombetas-Belém, destinado à exploração de bauxita e à produção de alumina e alumínio.

Entre 1970 e 1980, a população paraense passou de 2,2 milhões para 3,4 milhões de habitantes (IBGE, 1973 e 1983), registrando uma taxa de crescimento anual de 4,62%.

Dos oitenta e três municípios existentes na época, vinte e quatro deles apresentaram taxas de crescimento populacional superiores a do Estado, sendo que em onze dessas taxas ficaram acima de 10% por ano, destacando-se os municípios de Jacundá e Tucuruí, com taxas de crescimento de 20,9% e 19,9% por ano, respectivamente. Esse espetacular crescimento observado nesses dois municípios teve relação direta com a construção da hidrelétrica de Tucuruí. Por outro lado, as microrregiões Furo de Breves, Arari, Belém, Castanhal, Salgado, Bragantina, Cameté e Tomé-Açu apresentaram taxas de crescimento inferiores à taxa média estadual (Apêndice II C).

Entre 1970 e 1980, a taxa de urbanização passou de 47,2% para 49%. Em 1980, as densidades demográficas no território paraense e na microrregião de Belém chegaram a 2,72 e a 331,28 habitantes por km², respectivamente.

A economia também se expandiu em ritmo acelerado. De acordo com o IPEA (2004), entre 1970 e 1980, o PIB paraense cresceu em média 14,2% por ano, passando de US\$ 1,49 bilhões para US\$ 5,62 bilhões. Em 1980, o PIB per capita paraense estava em US\$ 1,651.

As cinco maiores taxas de crescimento do PIB foram apresentadas pelos municípios de Almerim, Porto de Moz e Prainha (38,2%), Aveiro e Itaituba (26,6%), Altamira e São Félix do Xingu (23,4%), Conceição do Araguaia e Santana do Araguaia (22,2%), Itupiranga, Jacundá, Marabá, São João do Araguaia e Tucuruí (22%)⁷⁶, todos localizados em regiões que foram escolhidas para a implementação dos pólos de desenvolvimento. Entretanto, esse crescimento não foi acompanhado pelos municípios localizados na ilha do Marajó, que havia sido definida como um pólo agropecuário. Isso, aliado a um crescimento populacional relativamente baixo em relação a outras regiões, mostra que esse pólo não teve o mesmo tratamento dispensado aos outros, provavelmente em função das dificuldades de logística existente.

Um outro aspecto que deve ser enfatizado é a queda na participação da região de Belém no PIB estadual. Em 1970, Ananindeua, Belém e Benevides tinham uma

⁷⁶ Informações baseadas nos dados regionais apresentados por GOMES e VERGOLINO (1997).

participação em torno de 56,6% no PIB paraense. Em 1980, essa participação foi reduzida para cerca de 43,6%.

Essa queda na participação do PIB foi motivada pelo processo de deslocamento das atividades produtivas para outras microrregiões, devido aos investimentos públicos e privados na atividade produtiva, bem como pelos efeitos da implantação de grandes rodovias no Pará (GOMES e VERGOLINO, 1997).

2.6.2 – A mudança na matriz de geração de energia elétrica

No final da década de 1950, através da Lei nº 1.571, o governo estadual demonstrou interesse em utilizar a fonte hídrica para a geração de energia elétrica. Entretanto, o aproveitamento do potencial hidrelétrico paraense só se concretizou uma década depois, com o início da construção da hidrelétrica de Curuá-Una. Porém, antes disso, em 1964, o Bureau of Reclamation, através da Agency for International Development, vinculada ao United States Department of State, realizou o primeiro reconhecimento das potencialidades hídricas da bacia do Tocantins para a Comissão Interestadual dos Vales do Araguaia-Tocantins (LLANO, 1975).

Embora a construção da hidrelétrica de Curuá-Una tenha sido o marco inicial do aproveitamento hidrelétrico de grande porte no Pará, a entrada em operação dessa hidrelétrica não foi suficiente para deslocar a participação dos derivados de petróleo para um plano secundário na matriz de geração de energia elétrica.

A nível nacional, uma das ações de planejamento que estava em curso era o levantamento do potencial hidrelétrico brasileiro. Esse trabalho foi inicialmente realizado por comitês coordenadores de grupos de estudos.

O Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, criado pela Portaria Federal nº 98, de 25 de abril de 1963, foi o primeiro a ser estabelecido. Depois foram instalados o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Sul (ENERSUL), o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Nordeste (ENENORDE) e o Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Amazônia (ENERAM), este criado pelo Decreto Federal nº 63.952, de 31 de dezembro de 1968.

Os trabalhos realizados pelo ENERAM⁷⁷ constataram que a Amazônia, em particular o Estado do Pará, possuía um elevado potencial hidrelétrico, diferentemente do que se imaginava.

(...) O ENERAM surpreendentemente revelou que a Amazônia é um vasto potencial hidrelétrico. Não são aproveitáveis, para fins de geração de energia, os rios situados numa distância média de 250 km de cada margem do Amazonas. A partir daí, contudo, existem rochas no fundo dos rios, elemento fundamental para a construção de barragens (Relato do engenheiro Léo Pena apud ELETRONORTE, 1983, p.4).

A orientação dada pelo ENERAM foi fundamental para a criação das Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), através da Lei Federal nº 5.824, de 14 de novembro de 1972, com a atribuição de coordenar o levantamento do potencial hidrelétrico da Amazônia, entre outras.

O governo federal ampliou o aporte direto de recursos financeiros para sistema elétrico paraense na década de 1970. Esses recursos tiveram a finalidade de ampliar o parque gerador do Estado. Através do PIN, PROTERRA, POLAMAZÔNIA, SUDAM, ELETROBRÁS e MME foram disponibilizados recursos para a construção da primeira etapa da hidrelétrica de Curuá-Una, que era considerada um empreendimento estratégico para dar suporte à ocupação da região da Transamazônica. Por outro lado, a ELETROBRÁS participou da construção da termelétrica Tapanã I em Belém, com potência instalada de 50 MW, que entrou em operação em 1974, e financiou 80% dos programas de eletrificação rural, implantados em 1977 e 1979.

Outras medidas políticas também aportaram recursos e deram sustentação à expansão do sistema elétrico paraense, mesmo na adversidade provocada pelo primeiro aumento do preço do petróleo, pelo menos até o final da década de 1970.

O Decreto Federal nº 67.052, de 13 de agosto de 1970, criou o fundo de eletrificação rural, e o Decreto Federal nº 79.898, de 30 de junho de 1977, definiu o Programa Nacional de Eletrificação Rural e abriu espaço para a ELETROBRÁS financiar programas de eletrificação rural. A Lei Federal nº 5.655, de 20 de maio de 1971, estabeleceu que as concessionárias passariam a ter uma remuneração entre 10% a 12%, uma redução da alíquota do imposto de renda para 6% e um aporte de recursos por meio da

⁷⁷ O relatório final do ENERAM foi aprovado em setembro de 1972. Seguindo as orientações desse relatório, o MME determinou que a ELETROBRÁS continuasse com as atividades iniciadas por esse comitê, entre as quais estava o prosseguimento dos estudos na bacia do Tocantins (LEITE, 1997).

Reserva Global de Reversão. O Decreto Federal nº 73.102, de 7 de novembro de 1973, criou a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)⁷⁸. O Decreto-Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, promoveu a equalização tarifária em todo o território nacional, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Além da atribuição de refinar os estudos sobre o levantamento do potencial hidrelétrico da Amazônia, a ELETRONORTE foi concebida para aproveitar o elevado potencial hidrelétrico existente na Amazônia e a construir uma infra-estrutura elétrica para dar suporte as atividades eletrointensivas de beneficiamento do ferro e da bauxita (ELETRONORTE, 1983), que ganharam destaque com o II PND.

Menos de um ano após a criação da ELETRONORTE, o governo federal já demonstrava interesse em construir uma grande hidrelétrica no rio Tocantins. Porém, havia uma dúvida sobre que aproveitamento deveria ser escolhido para a construção dessa hidrelétrica.

Segundo CABRAL (1998), na Exposição de Motivos nº 632, de 5 de setembro de 1973, que foi encaminhada ao presidente da República, o ministro das Minas e Energia, Dias Leite, solicitou recursos vultosos para a construção de hidrelétricas na Amazônia, com especial atenção para os aproveitamentos de Santo Antônio (700 MW) e Tucuruí (3.000 MW), ambos no rio Tocantins, que eram as melhores opções para ele. Entretanto, Dias Leite era favorável aquele aproveitamento que apresentasse o menor custo em relação às outras alternativas existentes (ELETRONORTE, 1983).

LLANO (1975) afirma que a hidrelétrica de Tucuruí foi escolhida, porque ela não sacrificaria a população de Belém no futuro, uma vez que a construção de uma hidrelétrica de menor porte, embora apresentando menor custo, teria sua capacidade esgotada no futuro, o que implicaria na construção de uma nova planta de geração para atender a demanda. Além disso, a hidrelétrica de Tucuruí viabilizaria o aproveitamento dos recursos minerais do Estado, particularmente a bauxita para a produção de alumínio.

Essa última justificativa tornou a construção dessa hidrelétrica estratégica, pois o aumento da produção de alumínio no País era uma meta proposta pelo governo federal desde a divulgação do I PND.

Quando a hidrelétrica de Tucuruí foi definida como prioridade, o governo federal não possuía recursos financeiros disponíveis para iniciar sua construção. Como havia o

⁷⁸ Essa conta beneficiou primeiramente o sistema interligado das regiões Sul e Sudeste e depois foi estendida para o sistema interligado das regiões Norte e Nordeste.

interesse de um grupo de empresas japonesas em produzir alumínio na região, a primeira alternativa encontrada foi tentar fazer com que esse grupo financiasse o complexo industrial formado pelas fábricas de produção de alumina e alumínio e pela hidrelétrica de Tucuruí.

Segundo BERMANN (1996), as negociações começaram em 1973, tendo sido organizado o consórcio Light Metals Smelters Association (LMSA), constituído pela Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), representando o governo brasileiro, e pelas companhias Nippon Light Metals, Mitsui Aluminium, Sumimoto, Showa Denko e Mitsubishi. Em 1974, o estudo de viabilidade foi iniciado, prevendo a construção de um complexo industrial, que deveria produzir anualmente 1,3 milhão de toneladas de alumina e 640 mil toneladas de alumínio. No total, seriam investidos US\$ 11,2 bilhões, não incluindo juros, na construção desse complexo industrial e nas obras de infra-estrutura, sendo que os investimentos para a construção da hidrelétrica de Tucuruí corresponderiam a 60% desse total.

De forma inesperada para o governo brasileiro, o grupo de empresas japonesas não quis assumir os custos da construção da hidrelétrica de Tucuruí e ameaçou abandonar a implantação do complexo.

A ELETRONORTE (1983) afirma que as companhias japonesas não quiseram financiar a construção dessa hidrelétrica, porque havia uma incompatibilidade entre seu prazo de construção, estimado em oito anos, e o prazo de construção das fábricas de produção de alumina e alumínio, estimado em três anos. Entretanto, BERMANN (1996) afirma que a não-rentabilidade decorrente do preço do alumínio no mercado internacional e do montante de investimentos exigido para a implantação do complexo industrial foi a principal causa da posição adotada pelas companhias japonesas.

Há pouca consistência na justificativa de que a incompatibilidade de prazos tenha sido o fator determinante para a decisão tomada pelas companhias japonesas de abandonar a construção do complexo industrial, caso tivessem que bancar a construção da hidrelétrica de Tucuruí. Ora, se o preço do alumínio estivesse atraente no mercado internacional, sendo capaz de remunerar satisfatoriamente os investimentos totais realizados nesse complexo, e se não houvesse a menor possibilidade de o governo brasileiro assumir a construção da hidrelétrica de Tucuruí, as empresas japonesas dificilmente teriam tomado essa decisão.

A argumentação da não-rentabilidade do investimento torna-se consistente, porque para recuperar o capital investido nesse complexo industrial, por exemplo, com uma taxa

de remuneração anual de 10%, dentro de um prazo de 30 anos, o preço do alumínio deveria permanecer em US\$ 3,288 por tonelada. Se o desejável fosse recuperar o capital investido com uma remuneração de 12% ao ano, considerando o mesmo período para o retorno dos investimentos, ele deveria se manter em US\$ 4,088⁷⁹. Porém, o preço médio do alumínio ficou em US\$ 2,350 por tonelada entre 1973 e 2000⁸⁰. Mesmo considerando a comercialização do excedente de energia elétrica, a não-rentabilidade do complexo industrial é observada para remunerações de 10% e 12%, com recuperação dos investimentos em 30 anos, uma vez que para proporcionar essas rentabilidades o preço do alumínio deveria se manter em US\$ 2,720 e 3,242 por tonelada, respectivamente⁸¹.

Isso significa que reduzir o montante de investimento era a única alternativa para viabilizar a produção de alumínio, o que só poderia ser alcançado com a redução do tamanho da planta de produção de alumínio e com a transferência da construção da hidrelétrica de Tucuruí para o governo federal, porém desde que a tarifa de energia elétrica não inviabilizasse essa produção.

Diante da postura assumida pelas companhias japonesas, o governo brasileiro decidiu construir a hidrelétrica de Tucuruí. Para iniciar a obra, o subsídio do petróleo, estimado em aproximadamente US\$ 1,87 bilhão, foi retirado e o preço da gasolina elevado em 32% (ELETRONORTE, 1983). Em novembro de 1975, a hidrelétrica de Tucuruí, maior planta de geração hídrica em território nacional, começou a ser construída, tendo o projeto básico passado por algumas modificações ao longo de sua execução.

Esse fato marcou o começo de uma profunda mudança na matriz de geração de energia elétrica do Pará, uma vez que a fonte hídrica acabaria com a hegemonia das fontes energéticas fósseis nessa matriz. Além disso, o governo federal passaria a ter o monopólio quase que total sobre a geração de energia elétrica nesse Estado.

A decisão de construir a hidrelétrica de Tucuruí exigiu o estabelecimento de uma infra-estrutura física para que parte da energia produzida nessa hidrelétrica pudesse ser

⁷⁹ Os cálculos não incluem impostos e outras despesas.

⁸⁰ Mais detalhes na página <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/of01-006/aluminum.html>

⁸¹ Esses cálculos foram realizados admitindo-se que a hidrelétrica de Tucuruí teria uma potência instalada de 2.700 MW, um fator de capacidade de 0,62 e uma produção média anual de energia em torno de 14,7 TWh. Partindo-se de um custo de capital com juros em torno de US\$ 11,6 bilhões para a construção da planta, chega-se a custos de geração em torno de US\$ 103 por MWh, quando se utiliza uma taxa anual de remuneração de 10%, e de US\$ 131 por MWh, quando a taxa utilizada é de 12% ao ano. Supõe-se que a quantidade de energia consumida na produção de alumina e alumínio seria de 10,3 TWh por ano. Dessa forma, haveria um excedente anual de 4,1 TWh, incluindo perdas de 6% na transmissão. As informações sobre as características físicas da hidrelétrica de Tucuruí foram obtidas em LLANO (1975).

exportada para outros Estados, objetivando criar novos mercados e reduzir os custos de geração.

Em 11 de agosto de 1978, o Comitê Executivo de Abastecimento de Energia Elétrica ao Estado do Pará (CEAPA) foi criado, sendo constituído por representantes da ELETROBRÁS, ELETRONORTE e CELPA. Segundo CABRAL (1998), o objetivo desse comitê era promover e supervisionar as medidas técnicas implementadas para atender de forma economicamente satisfatória os consumidores de Belém. Em 14 de novembro de 1978, a ELETRONORTE passou a controlar a geração de energia elétrica nesse município. Essas medidas foram as primeiras ações práticas para promover a interligação dos sistemas elétricos do Pará e do Nordeste, conforme havia determinado a Portaria nº 1.340-A, de 25 de novembro de 1973, do MME.

A abertura de frentes de exploração das potencialidades naturais no território paraense fez com que o número de autoprodutores de energia elétrica se proliferasse nesse Estado, porque muitos projetos implantados estavam localizados em áreas distantes das redes de transmissão e distribuição de energia.

Em 1979, dois grandes autoprodutores de energia começaram a produzir eletricidade no Pará para atender suas demandas, a Jari Florestal, localizada no município de Almerim, que possuía uma termelétrica com potência em torno de 63,5 MW e a Mineração Rio do Norte (MRN), localizada no município de Oriximiná, que instalou uma termelétrica com potência em torno de 15,8 MW.

Na década de 1970, o sistema elétrico paraense continuou em rápida expansão. A capacidade instalada no Estado passou de 94 MW em 1970 para 268 MW em 1979. Desse total, 20 MW eram da hidrelétrica de Curuá-Una, que entrou em operação em 1977. O consumo total de energia elétrica nesse período passou de 203 GWh para 781 GWh (Tabela 10), registrando um crescimento médio anual de 16,1%. Em 1979, a participação dos setores residencial, comercial e industrial ficou em 35,2%, 27,9% e 20,7%, respectivamente, com destaque para a participação do setor comercial, que teve um aumento em torno de cinco pontos percentuais em relação a 1969. Além disso, o setor rural registrou um consumo de 0,2 GWh, em função de ter sido beneficiado pelos programas de eletrificação rural, que contaram com o financiamento da ELETROBRÁS.

Tabela 10: Geração, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1970 e 1979 (GWh).

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
Geração	280	321	375	443	512	584	665	749	850	965
Oferta Interna	280	321	375	443	512	584	665	749	850	965
Consumo Total	203	229	275	323	395	439	494	580	658	781
Residencial	81	89	104	118	133	140	155	188	216	275
Comercial	51	59	71	85	104	109	119	145	169	218
Industrial	35	41	51	65	82	95	110	124	133	162
Público	37	40	49	55	76	96	110	123	139	126
Rural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2

Fonte: Elaborada a partir de informações da CELPA (2002a).

Entre 1970 e 1979, o índice de atendimento domiciliar⁸² passou de 0,2481 (24,8%) para 0,3358 (33,6%). Contudo, a elevação desse índice não foi mais significativa, porque o número de domicílios cresceu a uma taxa média anual de 6,7% nesse período, em decorrência da política de ocupação implementada no Estado pelos planos de desenvolvimento. Como resultado, a população paraense sem acesso ao serviço público de energia elétrica passou de 1,63 milhão para 2,15 milhões de habitantes nesse período.

2.7 – A crise do sistema elétrico paraense

2.7.1 – O contexto socioeconômico

Entre 1980 e 1991, a população do Pará passou de 3,4 milhões para quase 5 milhões de habitantes (IBGE, 1983 e 1994), registrando crescimento médio anual de 3,46%. Portanto, mais de um ponto percentual abaixo daquele observado entre 1970 e 1980.

Essa desaceleração do crescimento populacional quebrou a dinâmica demográfica que estava sendo observada desde a década de 1940 e que vinha se caracterizando pelo aumento continuado da taxa de crescimento populacional.

A criação de novos municípios, principalmente nas regiões que registraram as maiores taxa de crescimento, foi um outro aspecto também relacionado ao modelo de ocupação implementado. Entre 1980 e 1991, foram criados vinte e dois novos municípios,

⁸² As companhias de eletricidade comumente utilizam essa razão para identificar a taxa de atendimento. Os valores são geralmente apresentados em percentagem. Dessa forma, quanto mais próximo de 1 ou 100% maior será a taxa de atendimento. A razão entre o número de consumidores residenciais e o número de domicílios existentes

dos quais dezessete deles, nas mesorregiões Sudoeste Paraense e Sudeste Paraense. Como resultado, o Pará passou a ter cento e cinco municípios em 1991.

Apesar do crescimento populacional ter sido menor do que na década anterior, ele continuou acelerado nas regiões onde foram implantados os pólos de desenvolvimento, particularmente no sudeste e sudoeste do Estado.

A população da mesorregião Sudoeste Paraense cresceu em média 11,5% por ano (Apêndice II D), destacando-se os municípios de Senador José Porfírio (18%), Itaituba (10,6%) e Altamira (4,1%). Na mesorregião Sudeste Paraense, ela cresceu em média 8,5% por ano, destacando-se os municípios de São Félix do Xingu (15,8%), Jacundá (10,1%), Itupiranga (8,1%) e Marabá (6,8%). Fora dessas regiões, cabe mencionar que no município de Barcarena, pertencente a mesorregião Metropolitana de Belém, onde foi instalada a fábrica da Alumínio Brasileiro (ALBRÁS), a população cresceu em média 7,8% por ano. Por outro lado, na mesorregião do Baixo Amazonas, que também foi alvo da implantação de pólos de desenvolvimento, a população cresceu em média apenas 1,7% por ano, muito abaixo da taxa de crescimento verificada no Estado. Oriximiná (3%), Santarém (3%) e Porto de Moz (2,5%) foram os municípios que apresentaram as maiores taxas de crescimento nessa região.

Entre 1980 e 1991, a taxa de urbanização passou de 49% para 52,5%. Por outro lado, as densidades demográficas no território paraense e na microrregião de Belém chegaram a 3,95 e a 460,34 habitantes por km², respectivamente, em 1991.

A economia estadual também começou a mostrar sinais de desaceleração. Em 1990, o PIB paraense ficou em US\$ 9,54 bilhões (IPEA, 2004), registrando uma taxa anual de crescimento de 5,4% entre 1980 e 1990, quase nove pontos percentuais abaixo da taxa observada entre 1970 e 1980. O PIB per capita chegou a US\$ 1,910 nesse mesmo ano.

Segundo GOMES e VERGOLINO (1997), as maiores taxas de crescimento do PIB foram observadas nas regiões formadas pelos municípios de Altamira e São Félix do Xingu (17,9%), de Abaetetuba, Bagre, Baião, Cametá, Igarapé Miri, Limoeiro do Ajuru, Mocajuba, Moju e Oeiras do Pará (17,1%), de Itupiranga, Jacundá, Marabá, São João do Araguaia e Tucuruí (10,6%) e de Aveiro e Itaituba (4,3%).

Com exceção da região encabeçada pelo município de Abaetetuba, todas as outras que apresentaram taxas elevadas de crescimento do PIB estavam localizadas no sudoeste e sudeste do Pará, onde foram observadas também as maiores taxas de crescimento populacional.

A variação da concentração do PIB na região de Belém é outra característica muito marcante nesse período. Em 1980, a participação do PIB dessa região era de 43,6%. Em 1985, ela foi reduzida para 34,1%. Entretanto, em 1990, ela aumentou para 42,9% (GOMES e VERGOLINO, 1997). Essa retomada da concentração do PIB na região de Belém coincide com o início da produção da ALBRÁS.

2.7.2 – Endividamento e expansão do sistema elétrico paraense

O impacto do aumento do preço do petróleo sobre a economia mundial forçou o governo federal a adotar medidas para conter o processo inflacionário no País. No final da década de 1970, o Decreto Federal nº 79.706, de 18 de maio de 1977, e o Decreto Federal nº 83.940, de 10 de setembro de 1979, foram editados. Esses decretos provocaram o achatamento das tarifas de energia elétrica em todo o território nacional ao longo da década de 1980, levando as concessionárias a uma grave crise econômico-financeira. Isso ocorreu porque a homologação dos reajustes tarifários foi transferida para o Ministério da Fazenda, que passou a utilizar a contenção das tarifas de energia elétrica como mecanismo de controle da inflação.

O contexto formado pela contenção tarifária, pelo crescente endividamento das concessionárias no exterior e pelo aumento das taxas de juros internacionais causou uma crise econômico-financeira generalizada no sistema elétrico nacional. Por outro lado, a pressão das concessionárias das regiões Sul e Sudeste, com o objetivo de eliminar a equalização tarifária e outras formas de subsídio, intensificou-se, uma vez que elas não concordavam com a legislação que as obrigava a subsidiar as tarifas de energia elétrica de outras concessionárias para cobrir os custos elevados de geração e distribuição dos seus sistemas elétricos.

A equalização tarifária havia beneficiado todas as empresas da Região Norte, porque seus custos de atendimento eram mais elevados por atender uma população dispersa e pelo fato de a geração ser baseada predominantemente em derivados de petróleo. Segundo LEITE (1997), a ELETRONORTE tornou-se a maior beneficiária desse tipo de subsídio a partir de 1984, uma vez que ela começou a receber mais da metade dos recursos totais aportados pela Reserva Global de Garantia (RGG)⁸³.

⁸³ A Reserva Global de Garantia (RGG) estabelecida pelo Decreto-Lei nº 1.383. A RGG foi criada para garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Essa lei estabeleceu que a RGG receberia 40% dos depósitos para a formação das cotas de reversão.

Essa situação de conflito tornou-se insustentável. Para contornar o problema, o Decreto Federal nº 2.432, de 17 de maio de 1988, foi editado. Esse decreto criou a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), que substituiu a RGG. Entretanto, as concessionárias passaram a não depositar os recursos para a formação dessa reserva, fato que agravou a situação econômico-financeira da CELPA.

A promulgação da Constituição Federal de 1988 também contribuiu para comprometer a expansão do sistema elétrico paraense, uma vez que o artigo 155 decretou o fim do IUEE e proibiu a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) nas transações de energia elétrica comercializada para outros Estados. Dessa forma, o governo estadual, maior acionista da CELPA, ficou impedido de arrecadar recursos com a exportação de energia da hidrelétrica de Tucuruí, que poderiam ser investidos na expansão do sistema elétrico do Estado. Além disso, o artigo 173 proibiu que as empresas públicas e as sociedades de economia mista gozassem de privilégios não-extensivos às empresas do setor privado. Como resultado, as concessionárias públicas de energia elétrica tiveram suas alíquotas do imposto de renda elevadas.

A CELPA começou a ter dificuldades para cumprir suas obrigações de curto e longo prazos a partir de 1978. Deve-se ressaltar que a significativa expansão do sistema elétrico paraense na década de 1970 só foi possível graças ao aumento do endividamento dessa concessionária. Além disso, a contenção tarifária e o processo inflacionário reduziram significativamente as tarifas de energia elétrica. Entre 1974 e 1988, por exemplo, a tarifa média dessa concessionária foi reduzida de US\$ 190.80 para US\$ 29.34 por MWh.

Esse contexto não permitiu que a CELPA obtivesse receita suficiente para saldar suas dívidas e continuar investindo na expansão do sistema elétrico. Em 1985, pela primeira vez em sua história, ela teve prejuízo. Esse fato se repetiu em 1989.

Os constantes atrasos no cronograma da usina hidrelétrica de Tucuruí evidenciam que a ELETRONORTE também enfrentou dificuldades econômico-financeiras ao longo da década de 1980, principalmente após a elevação das taxas de juros no mercado internacional.

Embora abalada por esse contexto de crise, a ELETRONORTE conseguiu colocar em operação as primeiras turbinas da hidrelétrica de Tucuruí, em novembro de 1984, consolidando a política energética que teve início no final da década de 1960 e desenhando

um novo quadro para o sistema elétrico paraense, pois a participação da fonte hídrica tornou-se predominante na matriz de geração de energia elétrica do Pará.

A partir do momento em que a ELETRONORTE obteve o monopólio quase que total sobre a geração nesse Estado, a CELPA teve sua estrutura desverticalizada na área suprida pela hidrelétrica de Tucuruí, uma vez que ela passou a exercer apenas a atividade de distribuição nessa área. Por outro lado, o consumo estadual de energia elétrica foi elevado bruscamente, devido ao início das atividades da Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), ALBRÁS e Camargo Correa Metais (CCM). Além disso, o sistema elétrico paraense passou a estabelecer fluxos contínuos de energia elétrica com outros sistemas localizados em outros Estados, através da exportação de eletricidade.

A construção da hidrelétrica de Tucuruí também fez emergir um debate a nível nacional sobre sua viabilidade econômica, pois os investimentos exigidos foram bastante elevados, particularmente na construção de sua primeira etapa.

A primeira etapa da hidrelétrica de Tucuruí foi concluída em 1992, com uma potência de 4.245 MW, contando com investimentos totais em torno de US\$ 9,68 bilhões, com acréscimo de juros durante a construção (Tabela 11). O custo do kW instalado ficou em US\$ 1,835. O custo de geração dessa etapa ficou em torno de US\$ 47.6 por MWh. A segunda etapa deverá ser concluída em 2006, com uma potência de 4.125 MW, contando com investimentos totais de US\$ 1,63 bilhão, com juros durante a construção. O custo do kW instalado ficará em US\$ 395. O custo de geração dessa etapa deverá ficar em US\$ 22.3 por MWh. Portanto, a hidrelétrica de Tucuruí (primeira e segunda etapas) terá uma potência total de 8.370 MW, contando com investimentos totais de US\$ 11,3 bilhões, com juros durante a construção. O custo do kW instalado será de US\$ 1,351. O custo de geração deverá ficar em US\$ 40.5 por MWh⁸⁴.

⁸⁴ Para o cálculo do custo de geração da primeira etapa da hidrelétrica de Tucuruí, considerou-se também um fator de capacidade médio de 0,6056, uma taxa de juros de 10%, uma vida útil de 35 anos e um custo de operação e manutenção de US\$ 3 por MWh.. Para o cálculo do custo de geração da segunda etapa dessa hidrelétrica, as mesmas premissas foram consideradas, com exceção do fator de capacidade médio, definido em 0,242. Para o cálculo do custo de geração total (primeira e segunda etapas), as mesmas premissas foram utilizadas, com exceção do fator de capacidade médio, definido em 0,4264. Nesse caso, a vida útil da usina começou a ser contada a partir da conclusão da segunda etapa.

Tabela 11: Aportes de recursos para a construção da hidrelétrica de Tucuruí⁸⁵.

	APORTE DE RECURSOS US\$ 2000 (Sem Juros)	APORTE DE RECURSOS US\$ 2000 (Com Juros)
Primeira Etapa		
1974	10,224,868.39	56,849,422.79
1975	117,733,036.10	595,078,132.55
1976	159,127,951.92	731,188,640.46
1977	538,796,556.61	2,250,686,929.80
1978	398,549,916.68	1,513,492,645.34
1979	362,907,423.90	1,252,854,853.02
1980	258,320,801.63	810,721,334.14
1981	226,095,901.80	645,077,994.60
1982	109,451,903.24	283,890,048.77
1983	37,501,305.34	88,426,116.33
1984	3,303,853.89	7,082,104.22
1985	657,932.63	1,282,124.56
1986	518,975,186.35	919,396,200.11
1987	81,080,423.11	130,580,832.22
1988	69,346,905.30	101,530,804.05
1989	66,617,833.33	88,668,336.17
1990	63,566,018.94	76,914,882.92
1991	60,310,117.42	66,341,129.17
1992	57,880,056.82	57,880,056.82
Subtotal	3,140,447,993.41	9,677,942,588.03
Segunda Etapa		
2002	121,608,270.00	178,046,668.11
2003	364,824,810.00	485,581,822.11
2004	364,824,810.00	441,438,020.10
2005	364,824,810.00	401,307,291.00
2006	121,608,270.00	121,608,270.00
Subtotal	1,337,690,970.00	1,627,982,071.32
Investimento Total	4,478,138,963.41	11,305,924,659.35

Fonte: Elaborada a partir de informações da ELETRONORTE (1988b) e da ELETROBRÁS (1987).

Uma outra discussão sobre a viabilidade econômica da hidrelétrica de Tucuruí reside na exclusão das externalidades dos cálculos do custo de geração dessa hidrelétrica. Entre as quais, destacam-se a área inundada por ela, que possuía valor de mercado, e a perda de madeira, que poderia ser comercializada.

⁸⁵ Esses valores foram convertidos para dólar a partir das cotações médias anuais. Considera-se uma taxa de juros de 10% ao ano ao longo do período da hidrelétrica.

Sobre essa última externalidade, a SUDAM (1977) elaborou um inventário que estimou grosseiramente o potencial madeireiro médio para a comercialização na área da hidrelétrica de Tucuruí em 100 m³ por hectare. Mesmo que não sejam considerados 1.250 km² de área, referentes a 400 km² desmatados, 250 km² que formaram ilhas e 600 km² da calha do rio Tocantins (ELETRONORTE, 1986), tem-se uma área florestal inundada de 1.600 km². Essa área seria capaz de fornecer 16 milhões de m³ de madeira comercializável. Adotando o preço da madeira em tora usado pela SUDAM em seu inventário, chega-se a um valor em torno de US\$ 981,5 milhões, uma perda não considerada nos cálculos do custo de geração dessa hidrelétrica.

Uma outra questão bastante polêmica sobre a construção da hidrelétrica de Tucuruí está relacionada aos impactos socioambientais causados por ela.

O reservatório dessa hidrelétrica inundou 10.500 hectares da reserva dos Parakanãs (ELETRONORTE, 1986), causando a remoção da população indígena para outra área dentro da própria reserva (ELETRONORTE, s.d.a). Por outro lado, a construção dessa hidrelétrica e da rede de transmissão atingiu as áreas dos grupos indígenas Parkatêgê, causando prejuízos para suas atividades de exploração de castanha e para a agricultura de subsistência (FERRAZ, 1996), Gavião e Guajará (SANTOS, 1996).

O processo de deslocamento e indenização da população atingida pela construção da hidrelétrica de Tucuruí foi bastante conturbado.

A primeira complicação nesse processo foi causada pelo aumento do número de famílias na área dessa hidrelétrica. Em fevereiro de 1979, o primeiro levantamento realizado constatou a presença de 1.750 famílias, num total de 9.500 pessoas, na área considerada de utilidade pública. Em novembro de 1982, o número de famílias havia aumentado para 3.152, num total de 15.637 pessoas. Em 1986, esse número passou para 3.350 famílias, num total de 17.319 pessoas (ELETRONORTE, 1986). Entretanto, alguns autores, como BERMANN (1996), afirmam que houve um deslocamento compulsório de 5.000 famílias.

CABRAL (1998) afirma que uma parte desse contingente populacional foi atraída pelas indenizações e pela perspectiva de melhoria de vida.

Um outro problema ocorreu porque a ELETRONORTE não indenizou as famílias que não possuíam títulos de propriedade, deixando 2/3 delas sem direito à indenização (BERMANN, 1996), e nem ressarcir os produtores rurais pela perda de suas culturas de ciclo curto (MAGALHÃES, 1996). Além disso, o primeiro grupo de famílias, deslocado

para o loteamento do rio Moju, foi contemplado com terras de baixa produtividade agrícola, o que levou ao abandono progressivo do loteamento por parte das famílias assentadas (MAGALHÃES, 1996).

Os principais impactos ambientais foram o grande aumento da densidade populacional de insetos, a diminuição da quantidade de peixes em alguns trechos do rio Tocantins.

Entre 1980 e 1989, a capacidade instalada no Pará passou de 328 MW, dos quais cerca de 94% eram térmicos, para 3.631 MW, dos quais cerca de 98,5% eram hídricos. O consumo de energia elétrica passou de 990 GWh para 5.032 GWh (Tabela 12), registrando um crescimento médio anual de 19,8%.

Tabela 12: Geração, importação, exportação, oferta e consumo de energia elétrica no Estado do Pará entre 1980 e 1989 (GWh).

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Geração	155	178	178	191	478	6059	9512	13561	16104	17334
Importação	1006	1134	1276	1402	1188	0	0	0	0	0
Exportação	0	0	0	0	0	3703	5245	7991	10275	11143
Oferta Interna	1161	1311	1454	1593	1666	2356	4267	5570	5829	6192
Consumo Total	990	1124	1214	1336	1397	1719	3444	4555	4715	5032
Residencial	301	348	381	443	462	497	573	665	681	730
Comercial	233	251	261	297	319	349	409	451	442	438
Industrial	183	192	220	258	294	542	2124	3060	3178	3443
Público	143	157	172	203	208	230	257	293	327	342
Rural	0,8	1,5	3,1	3,4	3,5	5,2	7,0	10,2	11,8	13,5

Fontes: Elaborada a partir das informações da CELPA (2002a) e da ELETRONORTE (1998).

Em decorrência do consumo da CVRD, ALBRÁS e CCM, o setor industrial tornou-se o maior consumidor de energia elétrica. Em 1989, a participação desse setor no consumo total de energia elétrica ficou em 68,4%, enquanto as participações dos setores residencial e comercial ficaram em 14,5% e 8,7%, respectivamente. Embora tenha apresentado o segundo maior crescimento entre 1980 e 1989, o setor rural continuou com um consumo baixo de energia elétrica. Em 1989, sua participação não chegou a 0,3%.

Em 1991, o índice de atendimento elétrico domiciliar passou para 0,5853 (58,5%), registrando um crescimento de vinte e três pontos percentuais. Porém, isso não foi suficiente para reduzir significativamente o número de habitantes sem acesso ao serviço público de energia elétrica no Pará, uma vez que o crescimento populacional continuou

elevado. Nesse ano, a população sem acesso a esse serviço estava em 2,05 milhões de habitantes.

2.8 – O processo de privatização no Pará

2.8.1 – O contexto socioeconômico

Entre 1991 e 2000, a população paraense passou de 4,95 milhões de habitantes para 6,19 milhões de habitantes (IBGE, 1994 e 2003a), registrando uma taxa de crescimento médio anual de 2,52%.

Embora essa taxa tenha sido reduzida em quase um ponto percentual em relação ao período anterior, ela ainda continuou elevada. Como resultado, houve um incremento populacional da ordem de 1,24 milhão de habitantes nesse período. Esse crescimento ocorreu com mais intensidade nas mesorregiões Sudeste Paraense, onde a taxa anual de crescimento ficou em 3,31%, e Metropolitana de Belém, onde ela ficou em 2,84%. Em relação às microrregiões, dez delas apresentaram taxas anuais de crescimento maiores que a do Estado, com destaque para as microrregiões Parauapebas (5,86%), Tucuruí (4,97%) e Paragominas (4,31%), todas localizadas na mesorregião Sudeste Paraense (Apêndice II E).

Os cinco municípios que apresentaram as maiores taxas anuais de crescimento populacional foram Ananindeua (18,1%), Tailândia (9,0%), Santana do Araguaia (7,8%), Uruará (6,6%) e Dom Eliseu (5,5%). Entretanto, muitos municípios apresentaram taxas negativas de crescimento populacional nesse período.

Uma das explicações para essa redução populacional está na criação de novos municípios, uma vez que eles acabam ficando com parte da população dos municípios que lhes deram origem.

Em 1991, a participação da população urbana na total era de 52,5%. Em 2000, ela aumentou para 66,5%, o que mostra um acelerado grau de urbanização. Contudo, a zona rural ainda contava com uma população de 2,1 milhões de habitantes. As densidades demográficas no território paraense e na microrregião de Belém eram de 4,94 e de 591,24 habitantes por km², respectivamente.

Em 2000, o PIB estadual estava em US\$ 10,34 bilhões, registrando um crescimento anual de 0,8% por ano entre 1990 e 2000 (IPEA, 2004). Esse pequeno crescimento, combinado com a taxa de crescimento populacional ainda elevada, provocou uma redução

de 12,6% no PIB per capita nesse período, fazendo com ele ficasse em US\$ 1,670 em 2000.

Uma mudança importante na estrutura de composição do PIB paraense foi consolidada nesse período, uma vez que a participação do setor agropecuário foi reduzida de 35,7% para 24,5%, enquanto a participação do setor industrial aumentou de 24,8% para 29,3%. O setor de comércio e serviços continuou contribuindo com a maior parcela do PIB. Sua participação cresceu de 39,5% para 46,2% (SECRETARIA EXECUTIVA DE ESTADO DE GESTÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA – SEOF, 2004a).

Uma tendência de concentração do PIB na região de Belém, que começou a ser observada a partir de 1985, tornou-se mais evidente no início da década de 1990. Em 1990, a participação do PIB dessa região no PIB estadual era de 42,9%. Em 1993, ela chegou a 46,5% (GOMES e VERGOLINO, 1997). Essa concentração tem relação com a redução dos investimentos produtivos em outras regiões e com o fato de a mesorregião Metropolitana de Belém concentrar grande parte das atividades industriais, comerciais e de serviços.

No contexto nacional, inflação generalizada, crescimento das dívidas interna e externa, desequilíbrio das contas públicas e da balança comercial, redução dos investimentos nos setores produtivos e de infra-estrutura, transformaram a economia brasileira em um verdadeiro caos na década de 1980. Na tentativa de modificar esse contexto, vários planos econômicos foram implementados a partir da segunda metade dessa década, porém nenhum deles obteve êxito duradouro.

A crise da economia brasileira acabou favorecendo o fortalecimento da concepção neoliberal no País, que postulava o afastamento do Estado das atividades econômicas por ele exploradas, bem como o aumento da competição entre os diversos atores econômicos. Isso era passado para a sociedade brasileira como a fórmula para tornar a prestação dos serviços mais eficiente e reduzir seus custos.

Esse contexto acabou exercendo influência na elaboração da Constituição Federal de 1988. Isso pode ser observado, por exemplo, no artigo 173 dessa Constituição, que condiciona a participação do Estado nas atividades econômicas.

Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividades econômicas pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos de segurança nacional ou a relevante interesse coletivo

conforme definidos em lei (CONSTITUIÇÃO FEDERAL de 1988: Art. 173).

A materialização do processo de privatização no Brasil começou com a aprovação da Lei Federal nº 8.031, de 12 de abril de 1990, que instituiu o Programa Nacional de Desestatização (PND), que visava transferir à iniciativa privada as atividades econômicas que estavam sendo indevidamente exploradas pelo Estado, reduzir a dívida pública, retomar a capacidade de investimento, modernizar o parque industrial brasileiro, criar as condições para que o Estado pudesse concentrar seus esforços em setores que necessitavam de sua presença.

2.8.2 – A privatização da CELPA

A privatização efetiva do sistema elétrico nacional teve início com a inclusão da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A (ESCELSA) e da LIGHT – Serviços de Eletricidade no PND⁸⁶, através do Decreto Federal nº 572, de 22 de junho de 1992.

A eliminação dos entraves para tornar o sistema elétrico atrativo à iniciativa privada iniciou-se com a aprovação da Lei Federal nº 8.631, de 4 de março de 1993, que foi regulamentada pelo Decreto Federal nº 774, de 18 de março de 1993. Essa lei estabeleceu que as tarifas de fornecimento de energia elétrica seriam propostas pelos concessionários ao poder concedente, que as homologaria, e que elas refletiriam os custos dos serviços. Por outro lado, ela eliminou a equalização tarifária. Porém, essa lei estendeu para todos os concessionários o rateio da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados, beneficiando principalmente os Estados da Região Norte.

LEITE (1997) afirma que esse tipo de subsídio veio em direção oposta à tendência de privatização do sistema elétrico nacional. Entretanto, se essa medida foi uma forma encontrada para garantir o atendimento de regiões carentes e isoladas em um sistema elétrico controlado pela iniciativa privada, não há nenhuma contradição, porque esse subsídio seria uma espécie de ônus repassado àquelas concessionárias que controlariam a oferta de energia em mercados mais rentáveis. Nesse caso, ressalta-se apenas a dificuldade que o governo federal encontraria para manter esse subsídio em um sistema elétrico controlado pela iniciativa privada, porque nenhuma concessionária privada, mesmo

⁸⁶ Essas empresas eram controladas pela ELETROBRÁS. A ESCELSA foi leiloada em 11 de junho de 1995, enquanto a LIGHT, em 21 de maio de 1996.

atuando em um mercado rentável, estaria disposta a subsidiar a geração de energia elétrica de outras concessionárias.

A etapa seguinte no processo de privatização consistiu em criar um ambiente de competição na oferta de energia elétrica. A idéia central era fragmentar os segmentos de geração, transmissão e distribuição e privatizá-los separadamente. Dessa forma, criou-se o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), através da Lei Federal nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993, cujo objetivo era facilitar o fluxo de energia dos concessionários e autoprodutores na área onde as redes de transmissão estivessem interligadas, como inclusive foi feito nos Estados Unidos, para estimular a competição.

O atendimento das demandas da população residente em áreas economicamente pouco desenvolvidas e isoladas tornou-se um problema para o governo federal, porque não havia qualquer garantia de que a iniciativa privada promoveria esse atendimento. Por outro lado, a difusão do conceito de desenvolvimento sustentável também acabou se transformando em um elemento de pressão em relação ao atendimento das comunidades isoladas.

Nesse contexto, o governo federal, através do Decreto s/n, de 27 de dezembro de 1994, criou o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), que entre outros objetivos deveria promover o atendimento descentralizado de pequenas demandas rurais.

O processo de reestruturação e privatização do sistema elétrico nacional, que ficou praticamente paralisado em 1994, em função das eleições ocorridas nesse ano, intensificou-se nos primeiros anos do governo do presidente Fernando Henrique Cardoso. Em 13 de fevereiro de 1995, a Lei Federal nº 8.987 regulamentou as concessões dos serviços públicos. Pouco tempo depois, o Decreto Federal nº 1.503, de 25 de maio de 1995, incluiu a ELETROBRÁS e suas subsidiárias no PND⁸⁷. Em 7 de julho de 1995, a Lei Federal nº 9.074 deu início a uma profunda mudança no controle do sistema elétrico nacional ao criar a figura do produtor independente de energia (PIE). Além disso, essa lei abriu espaço à livre negociação na compra de energia, uma vez que ela estabeleceu que consumidores atendidos por cargas iguais ou superiores a 10 MW, conectados em tensão de 69 kV, poderiam comprar energia elétrica de qualquer concessionária na área da rede interligada a partir de 1998. Em 2000, esse direito seria estendido a consumidores

⁸⁷ Esse decreto, ao incluir a ELETRONORTE no Programa Nacional de Desestatização, marcou o início do processo de privatização do controle da geração hídrica no Pará.

atendidos por cargas iguais ou superiores a 3 MW. Essa lei deu autonomia ao poder concedente para reduzir a carga ainda mais em 2008. Além disso, ela garantiu um prazo de amortização de trinta e cinco anos para a geração e de trinta anos para a transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em 1996, o processo de reestruturação e de privatização do sistema elétrico nacional continuou em ritmo acelerado. O Decreto Federal nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamentou a produção de energia dos produtores independentes e autoprodutores, enquanto a Lei Federal nº 9.426, de 26 de dezembro de 1996, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cuja atribuição principal reside em regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica⁸⁸.

No último ano de governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, o processo de reestruturação estava praticamente concluído. A única pendência existente se referia à geração de grande porte. Por outro lado, o subsídio da CCC para a geração térmica continuava sendo um ponto de tensão.

Essas questões motivaram a aprovação da Lei Federal nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que autorizou a reestruturação da ELETROBRÁS e de suas subsidiárias para a privatização. No que se refere particularmente à ELETRONORTE, essa concessionária seria dividida em seis sociedades por ações, sendo duas para a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Manaus e Boa Vista, duas para a geração no Acre, Rondônia e Amapá, uma para a geração da hidrelétrica de Tucuruí e outra para a transmissão de energia elétrica. Essas duas últimas com fortes vínculos ao sistema elétrico paraense. Por outro lado, essa lei manteve a CCC para as áreas isoladas, porém limitando esse tipo de subsídio por um prazo de quinze anos. Ela também eliminou o benefício da CCC para termelétricas que entrassem em operação a partir de 6 de fevereiro de 1998 na área da rede interligada. Essa lei criou ainda o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pessoa jurídica de direito privado, cuja função principal seria coordenar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica nessa área, bem como o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), cuja função seria facilitar a livre negociação na compra de eletricidade⁸⁹.

⁸⁸ Deve-se ressaltar que o processo de privatização do sistema elétrico nacional foi bastante confuso. A venda da ESCELSA e da LIGHT antes da criação da ANEEL dá uma idéia de como esse processo foi conduzido.

⁸⁹ A regulamentação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica foi realizada pelo Decreto nº 2655, de 2 de julho de 1998.

No segundo semestre de 1998, o envolvimento do governo federal na reeleição do presidente Fernando Henrique Cardoso praticamente paralisou o processo de reestruturação e privatização do sistema elétrico nacional, particularmente no que diz respeito à geração de grande porte. Porém, um duro golpe nesse processo aconteceu em 11 de março de 1999, quando ocorreu o maior blecaute da história desse sistema⁹⁰.

Esse acontecimento causou uma desconfiança na população e foi utilizado como argumento pelos opositores da privatização da geração de grande porte. Um clima de insegurança parece ter tomado conta do governo, levando-o a rever sua postura. O governo passou a protelar suas decisões, uma vez que nenhuma medida de grande repercussão para a conclusão desse processo foi adotada ao longo de 1999. Nesse ano, as ações mais importantes foram a edição da resolução ANEEL nº 245, de 11 de agosto de 1999, que estendeu o subsídio da CCC para as fontes renováveis na área da rede isolada, e do Decreto Federal s/n, de 2 de dezembro de 1999, que criou o Programa Nacional de Eletrificação Rural “LUZ NO CAMPO”, considerado o maior programa desse gênero até então implementado no Brasil.

Chama-se a atenção para o fato de que no meio do processo de privatização, houve a aprovação da Lei Complementar nº 87 (lei Kandir), de 13 de setembro de 1996. Essa lei teve grande repercussão para o sistema elétrico paraense, porque ela proibiu a cobrança de ICMS sobre as exportações interestaduais de energia elétrica, preservando, portanto, a essência do artigo 155 da Constituição Federal de 1988. Além disso, ela também estabeleceu que a cobrança desse imposto seria realizada nos Estados de destino, penalizando o Pará, que havia se tornado um grande exportador de energia elétrica.

No contexto estadual, as políticas implementadas para privatizar o sistema elétrico nacional começaram a ser copiadas. Em 19 de julho de 1995, a Lei nº 5.979 instituiu o Programa Estadual de Desestatização (PED), abrindo caminho para o processo de privatização da CELPA.

Os sucessivos prejuízos apresentados pela CELPA e o aumento do seu grau de endividamento ao longo da década de 1990 fizeram com que o governo estadual adotasse

⁹⁰ Esse blecaute foi motivado por um defeito na estação de Furnas, em Bauru (SP), e se propagou por dez Estados brasileiros. Algumas estimativas afirmam que entre 55 e 76 milhões de habitantes foram afetados. Foram necessárias cerca de 3 horas para que a energia elétrica voltasse a ser restabelecida.

uma política de abertura de crédito em favor dessa concessionária⁹¹. Porém, a escassez de recursos limitou a ação governamental nas áreas sociais e de infra-estrutura. Esse contexto, aliado ao clima de privatização do sistema elétrico nacional, tornou inevitável a inclusão da CELPA no PED. Isso ocorreu através do Decreto n° 1.946, de 21 de janeiro de 1997.

Respalhada pela Lei Federal n° 9.074, a CELPA pôde terceirizar a geração de energia elétrica em vinte e três municípios, localizados nas regiões do Baixo Amazonas, do Alto Xingu e Arquipélago Marajoara.

O contrato de terceirização foi assinado em 3 de outubro de 1997, com o produtor independente Guascor do Brasil. Esse contrato estabeleceu um prazo de um ano para a entrada em operação das termelétricas a óleo Diesel. Ele também obrigou a Guascor a instalar uma potência total em torno de 50,2 MW, porém a CELPA continuaria arcando com o custo do combustível. Segundo a CELPA (1998), a expectativa era que os custos de capital e de operação e manutenção nesses municípios fossem reduzidos de US\$ 145 para US\$ 69 por MWh.

Em 30 de dezembro de 1997, a Lei n° 6.099 criou a Agência Estadual de Regulação e Controle dos Serviços Públicos do Estado do Pará (ARCON), com a finalidade de regular e controlar a prestação dos serviços públicos de competência do governo estadual, cuja concessão, permissão ou autorização para a exploração tenha sido delegada a terceiros.

A CELPA foi a leilão em 10 de julho de 1998, tendo sido vendida pelo preço mínimo de US\$ 404,597,714.00. Esse preço ficou abaixo das avaliações realizadas pelas consultorias dos consórcios CAPITALTEC e Deloitte Touche Thomatsu, que estabeleceram preços mínimos de venda em torno de US\$ 679,7 milhões e US\$ 741,5 milhões, respectivamente (O LIBERAL ON LINE, 06/03/1998). A diferença entre os preços do leilão e dos consórcios provavelmente foi motivada pelo fato de as ações pertencentes à ELETROBRÁS não terem sido colocadas à venda, o que facilitou a privatização dessa concessionária.

Segundo o contrato de distribuição n° 182, celebrado em 28 de julho de 1998, o grupo controlador da CELPA tem o direito à concessão do serviço de distribuição de energia elétrica até 2028, podendo o mesmo ser prorrogado por um prazo máximo de 30 anos. Foi estabelecido também que todos os municípios deveriam ter acesso ao serviço

⁹¹ Conforme mostram os Decretos n° 540, de 18 de dezembro de 1991, n° 1109, de 30 de setembro de 1992, n° 1236, de 27 de novembro de 1992, n° 1933, de 30 de setembro de 1993 e n° 666, de 11 de outubro de 1995. O total de recursos liberados por esses decretos ficou em torno de US\$ 6,89 milhões.

público de energia elétrica até dezembro de 1999, o que obrigou a CELPA a estender esse serviço para mais vinte municípios paraenses, que até então não eram atendidos. Esse contrato também obriga essa concessionária a aplicar 1%, no mínimo, de sua receita anual em programa de eficiência no uso e oferta de energia elétrica, que deverá ser analisado e aprovado pela ANEEL. Por outro lado, ele veda a cobrança de tarifas acima dos valores estabelecidos por essa agência e preserva o direito dos consumidores de negociar a compra de energia com outros concessionários.

Entre 1990 e 1999, a capacidade instalada no Pará passou de 3.650 MW para 4.367 MW. Desse total, apenas 92 MW eram térmicos. Esse crescimento foi motivado principalmente pelo término da primeira etapa da hidrelétrica de Tucuruí, que ocorreu em 1992, com uma potência de 4.245 MW.

Nesse período, a geração de energia elétrica passou de 15.766 GWh para 25.307 GWh, registrando um crescimento médio anual de 5,4%, enquanto a oferta interna passou de 6.951 GWh para 11.759 GWh, correspondendo a um crescimento anual de 6%. O consumo passou de 5.894 GWh para 9.786 GWh, registrando um crescimento médio anual de 5,8% (Tabela 13).

Tabela 13: Geração, importação, exportação, oferta e de consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 1990 e 1999 (GWh).

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Geração	15766	18370	17352	18132	19790	22508	23044	20870	21133	25307
Importação	0	0	7,2	10,1	10,9	8,8	0	0	0	0
Exportação	8701	9666	8169	8512	9601	11178	10742	8453	n.d	11364
Oferta Interna	7064	8704	9190	9630	10200	11338	12301	12417	n.d	13943
Consumo Total	5894	7311	7742	7973	8116	8865	9546	9634	9622	9786
Residencial	835	907	876	878	872	1053	1144	1229	1300	1417
Comercial	473	484	486	490	516	607	645	684	734	776
Industrial	4171	5485	5927	6132	6226	6663	7176	7115	6910	6889
Público	349	378	393	417	442	474	509	530	559	575
Rural	16,1	18,1	22,6	23,6	25,3	30,1	32,6	34,5	33,9	35,4

n.d: Informação não-disponível.

Fontes: Elaborada a partir de informações da CELPA (2002a) e da ELETRONORTE (1998).

Em 1999, somente 38,7% da energia elétrica gerada no Pará foram consumidos no território paraense, enquanto 53,5% foram exportados. Cabe também ressaltar que ALBRÁS, CVRD, CCM e ALUNORTE consumiram 64,1% de toda a energia elétrica consumida nesse Estado.

Diversas ações foram realizadas a partir da segunda metade da década de 1990, com o objetivo de ampliar a oferta de energia elétrica gerada pela hidrelétrica de Tucuruí, reduzir a participação do óleo Diesel na matriz estadual de geração e disseminar tecnologias baseadas no aproveitamento das fontes energéticas renováveis.

Em fevereiro de 1997, o denominado Sistema de Transmissão do Oeste do Pará (TRAMOESTE) começou a ser construído, com investimentos da ELETRONORTE e da CELPA.

O TRAMOESTE leva a energia gerada pela hidrelétrica de Tucuruí para doze municípios e 126 localidades situados no oeste paraense. Ele possui uma extensão total de 1017 km, em 230 kV e 138 kV. O custo total dessa linha de transmissão ficou em torno de US\$ 242,8 milhões. Desse total, a ELETRONORTE assumiu cerca de 73%, enquanto a CELPA, os 27% restantes (CELPA, 1998).

Quase que simultaneamente à construção do TRAMOESTE, o denominado Sistema de Transmissão do Baixo Tocantins começou também a ser construído, com suporte financeiro da ELETROBRÁS e do governo estadual. Esse sistema possui uma extensão total de 704 km e seu custo foi orçado em US\$ 48,5 milhões.

O Sistema de Transmissão do Baixo Tocantins é constituído por duas linhas. A primeira, em 138 kV, estende-se da hidrelétrica de Tucuruí até Limoeiro do Ajuru, passando por Cametá. A outra, em 138 kV e 34,5 kV, interliga os municípios de Baião, Mocajuba, Moju e Tailândia, bem como 116 localidades à hidrelétrica de Tucuruí (CELPA, 1998).

Para garantir uma maior exportação de energia para a Região Nordeste, uma linha de transmissão em 500 kV foi construída, ligando a hidrelétrica de Tucuruí a subestação de Presidente Dutra (MA), com 890 km de extensão e um custo total orçado em torno de US\$ 303,7 milhões. Por outro lado, a interligação dos sistemas elétricos do Estado do Pará e das regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul foi efetivada pela construção do denominado Linhão Norte-Sul, que se estende de Imperatriz (MA) até Samambaia (DF), numa extensão total de 1.278 km. Essa linha entrou em operação em janeiro de 1999 e seu custo foi orçado em US\$ 760 milhões.

Na parte de geração, em junho de 1998, a construção da segunda etapa da hidrelétrica de Tucuruí foi iniciada. Quando ela estiver concluída, provavelmente em dezembro de 2006, sua potência total instalada será de 8.370 MW.

Vários projetos de atendimento elétrico a partir do aproveitamento das fontes energéticas renováveis foram implantados no Pará. Entre os quais, destacam-se três projetos. O projeto híbrido eólico-solar fotovoltaico, constituído por quatro turbinas eólicas de 10 kW cada e por um conjunto de módulos fotovoltaicos de 10,2 kWp, implantado na localidade de Joanes, município de Salvaterra, em julho de 1997, pelo Centro de Pesquisa da ELETROBRÁS (CEPEL) e pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). O projeto híbrido eólico-solar fotovoltaico-Diesel, constituído por duas turbinas eólicas de 10 kW cada, por um conjunto de módulos fotovoltaico de 2 kWp e um grupo gerador a Diesel de 30 kVA, implantado na comunidade de Tamaruteua, localizada no município de Marapanim, em julho de 1999, pelo Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE). O projeto híbrido eólico-Diesel, constituído por uma turbina de 10 kW e outra de 15 kW e por dois grupos geradores de 7,5 kVA cada, implantado na comunidade de Praia Grande, localizada no município de Ponta de Pedras, em julho de 1999, também pelo GEDAE.

Em 1999, o índice de atendimento elétrico domiciliar no Pará chegou a 0,6523 (65,2%), registrando um crescimento superior a seis e meio pontos percentuais, porém bem abaixo daquele registrado anteriormente. Por outro lado, existiam 2,05 milhões de habitantes sem acesso ao serviço público de energia elétrica.

2.9 – A paralisação do processo de privatização

2.9.1 – O contexto socioeconômico

Entre 2000 e 2003, a população paraense passou de 6,19 milhões para 6,57 milhões de habitantes (IBGE, 2003a e 2004b), registrando uma taxa de crescimento anual de 2,02%.

Todas as mesos e microrregiões desse Estado apresentaram taxas de crescimento populacional menores do que aquelas verificadas entre 1991 e 2000 (Apêndice F), confirmando a desaceleração do crescimento populacional em todo o território paraense.

Dez microrregiões apresentaram taxas de crescimento maiores do que a observada no Estado, sendo que cinco delas pertencem a mesorregião Sudeste Paraense, cuja taxa anual de crescimento populacional ficou em 2,51%, a maior entre as mesorregiões.

Oitenta e um municípios apresentaram taxas de crescimento populacional maiores do que a do Estado, sendo que doze deles registraram taxas superiores a 5%, destacando-

se: Novo Progresso (7,4%), Água Azul do Norte (6,6%), Faro (6,5%), Nova Esperança do Piriá (6,3%) e Ipixuna do Pará (6,1%).

As mesorregiões Metropolitana de Belém e Nordeste Paraense concentravam 57,5% da população paraense em 2003, com destaque para o município de Belém, que sozinho concentrava 20,4% dos habitantes domiciliados no Pará. A população da mesorregião Nordeste Paraense, no entanto, tem sido reduzida progressivamente desde 1940, diferentemente do que ocorre na mesorregião Sudeste Paraense, onde ela cresce em ritmo acelerado. Se essa tendência for mantida, em pouco tempo essa mesorregião será a segunda mais populosa do Estado. Em 2003, ela já concentrava 19,5% da população paraense.

A taxa de urbanização chegou a 71,2% em 2003. Por outro lado, as densidades demográficas no território paraense e na microrregião de Belém eram de 5,3 e de 631,6 habitantes por km², respectivamente.

Em 2002, o PIB paraense ficou em US\$ 8,37 bilhões, enquanto o PIB per capita era de US\$ 1,355 (IBGE, 2004c), registrando, respectivamente, quedas de 15,4% e de 18,9% em relação aos valores de 2000.

2.8.2 – O controle misto do sistema elétrico

O processo de privatização do sistema elétrico nacional, que praticamente havia sido paralisado pela reeleição do presidente Fernando Henrique Cardoso e pelo blecaute de 1999, começou timidamente a ser retomado com a edição do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, quando o governo federal lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), com o objetivo de atrair a iniciativa privada para o segmento de geração de energia elétrica entre outros.

A efetivação desse programa teria uma repercussão direta no sistema elétrico paraense, porque a expansão do gás natural na matriz energética nacional inevitavelmente levaria ao adiamento da construção do complexo hidrelétrico de Belo Monte, cuja construção deveria começar em 2003 e a operação para o segundo semestre de 2008 (ELETROBRÁS, 1998).

O primeiro foco de tensão do PPT ocorreu entre a ELETROBRÁS e a PETROBRÁS, tendo sido motivado pelos interesses opostos dessas duas estatais em relação a esse programa.

A ELETROBRÁS possui uma cultura hídrica, que tende a privilegiar a construção de grandes hidrelétricas no País, em detrimento de outras alternativas energéticas, enquanto a PETROBRÁS tem interesse na expansão do gás natural na matriz energética brasileira, porque ela seria a maior beneficiada. Portanto, o êxito do PPT atrapalharia os negócios da ELETROBRÁS.

O mais importante foco de tensão desse programa, no entanto, ocorreu entre o governo federal e a iniciativa privada, tendo sido motivado pela insegurança em relação à estabilidade da moeda nacional frente ao dólar e pela falta de garantias para o repasse de possíveis desvalorizações da moeda nacional para as tarifas.

A iniciativa privada queria repassar para as tarifas de energia elétrica qualquer perda decorrente da desvalorização da moeda brasileira. Por outro lado, o governo federal, que ao longo dos anos havia dado prioridade ao controle inflacionário, não aceitou essa exigência. Esse impasse provocou a quase paralisação do PPT.

No primeiro semestre de 2001, o Sudeste, o Nordeste e o Centro-Oeste foram afetados por uma forte estiagem, que reduziu significativamente os níveis dos reservatórios das hidrelétricas nessas regiões. Esse fato, aliado a redução de investimentos nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, criou a ameaça de novos blecautes no País.

Para evitar que isso acontecesse, o governo federal começou a adotar uma série de medidas emergenciais de racionalização, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Até então, a principal delas tinha sido a edição do Decreto nº 3.789, de 18 de abril de 2001, que instituiu a Comissão de Gerenciamento da Racionalização da Oferta e do Consumo de Energia Elétrica (CGRE), com a finalidade de reduzir o consumo e aumentar a oferta de eletricidade.

Com o agravamento da crise no sistema elétrico nacional, o governo federal implementou medidas mais duras para reduzir o consumo de eletricidade nas regiões afetadas pela estiagem. Em 15 de maio de 2001, a Medida Provisória nº 2.147 criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de evitar blecautes nesse sistema. Em 16 de maio de 2001, através da Resolução nº 1, a GCE determinou o racionamento de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e suspendeu o atendimento e o fornecimento de novas cargas. Em 22 de maio de 2001, a Medida Provisória nº 2.148-1, além de instalar a GCE, lançou o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que impôs reduções do consumo de energia

elétrica às diversas classes, que poderiam chegar a no mínimo 25% em algumas delas. Os consumidores que não obedecessem a essa determinação seriam penalizados com multas e suspensão do fornecimento. Em 8 de agosto de 2001, a Resolução nº 35 da GCE estendeu o racionamento de energia elétrica para o Pará e Maranhão, na área da rede interligada, com objetivo de liberar carga da hidrelétrica de Tucuruí para ser enviada ao Nordeste.

O governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, que vinha progressivamente dismantelando o controle estatal no sistema elétrico, teve que mudar momentaneamente sua postura. Dessa forma, as empresas estatais começaram a ser utilizadas para dar suporte às ações de superação da crise desse sistema.

Em 29 de agosto de 2001, o Decreto Federal nº 3.900 criou a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), empresa pública vinculada ao MME, com a finalidade principal de aumentar a capacidade de geração e oferta de eletricidade de qualquer fonte em curto prazo, superar a crise do sistema elétrico nacional e restabelecer o equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica no País. Foi determinado que essa empresa seria extinta em junho de 2006.

A redução dos investimentos no sistema elétrico nacional, política adotada pelo governo federal ao longo do processo de privatização, veio à tona com a ameaça de blecautes. Esse fato foi muito explorado pelos opositores desse processo, o que aumentou a desconfiança da sociedade em relação a ele.

A aprovação da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, paralisou temporariamente a privatização da ELETROBRÁS, uma vez que o governo federal a transformou em um instrumento indispensável à superação da crise de energia elétrica.

Essa lei instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), cuja finalidade consiste em aumentar a participação das fontes renováveis eólica, biomassa e hídrica de pequeno potencial na matriz de geração de energia elétrica, que deveria chegar a 3.300 MW até o final de 2006.

Os produtores independentes seriam incentivados a participar desse programa, sendo garantido a eles a compra da energia gerada por um prazo de 15 anos. A ELETROBRÁS compraria essa energia, que teria um piso correspondente a 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final. Por outro lado, essa lei também criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que deverá ter um prazo de duração de 25 anos, com o objetivo de fomentar a expansão das fontes gás natural, eólica, biomassa, hídrica de pequeno potencial e carvão nacional na área da rede interligada, bem como

financiar a universalização do serviço de energia elétrica, cabendo seu gerenciamento à ELETROBRÁS. Dessa forma, o governo vinculou o êxito do PROINFA, a princípio, à manutenção da ELETROBRÁS como empresa pública.

Essa lei tem uma essência paradoxal, pois ela estabeleceu a universalização, transferindo os custos do atendimento para as concessionárias, mas penalizou os consumidores com os custos de contratação de capacidade de geração ou potência e de aquisição de energia elétrica.

A eleição do presidente Luís Inácio Lula da Silva em 2002, que ideologicamente se opõe à privatização, interrompeu por tempo indeterminado esse processo no segmento de geração de grande porte. Portanto, até o fim do seu mandato, a ELETROBRÁS e suas subsidiárias, entre as quais a ELETRONORTE, não serão privatizadas. Por outro lado, as concessionárias privatizadas não serão estatizadas, porque o governo está adotando uma postura de respeito aos contratos. O que pode ocorrer é um aumento da participação governo federal no controle das concessionárias de distribuição de energia elétrica, em decorrência do grau de endividamento das mesmas.

A universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica começou a ser efetivada quando a Resolução ANEEL nº 223, de 29 de abril de 2003, estabeleceu os prazos para seu alcance no País. Segundo essa resolução, todos os pedidos de fornecimento de energia elétrica deverão ser atendidos até 2015, desde que a população solicite esse serviço à concessionária. Essa resolução não trata da qualidade do serviço e abre espaço para o atendimento não-convencional, incluindo as fontes alternativas de energia.

Em 11 de novembro de 2003, o governo federal editou o Decreto nº 4.873, criando o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica “LUZ PARA TODOS”, com o objetivo de atender as demandas de toda população rural até 2008. A criação desse programa pode ser interpretada como uma tentativa do governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva de antecipar a universalização do serviço público de energia elétrica na zona rural brasileira.

O MME (2003b) afirma que a geração hidrelétrica deverá predominar na expansão do sistema elétrico nacional por ser a mais competitiva. Dessa forma, o potencial hidrelétrico do Pará passa a ter uma importância fundamental no “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, que começou a ser implementado através da Lei Federal nº 10.847, de 15 de março de 2004, que criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Atualmente, a capacidade instalada no território paraense está em 6.745 MW, correspondendo a 7,4% da capacidade instalada no País. Desse total, a potência hídrica participa com 96,8% e a térmica, com os 3,2% restantes (ANEEL, 2005b)⁹². Em 2003, a geração de energia elétrica ficou em 28.238 GWh (MME, 2004a)⁹³.

Entre 2000 e 2003, o consumo total de energia elétrica passou de 10.249 GWh para 11.894 GWh (Tabela 14), registrando um crescimento médio anual de 5,1%. Em 2001, o consumo de energia elétrica foi 8,8% menor que o registrado em 2000, em função do racionamento imposto pelo governo federal. A situação foi normalizada e o consumo de eletricidade voltou crescer em 2002. Entretanto, em 2003, o setor residencial continuava apresentando um consumo inferior ao observado em 2000.

Tabela 14: Geração, exportação, oferta e consumo de energia elétrica do Estado do Pará entre 2000 e 2003 (GWh)⁹⁴.

	2000	2001	2002	2003
Geração	27545	28172	26210	n.d
Exportação	14446	15644	12623	12661
Oferta Interna	13099	13429	13587	n.d
Consumo Total	10249	9349	10743	11894
Setor Residencial	1596	1465	1495	1595
Setor Comercial	860	815	845	910
Setor Industrial	7000	6307	7581	8504
Setor Público	636	605	629	708
Rural	40,3	42,1	48,8	56,2

n.d: Informação não-disponível.

Fontes: SIESE (2002), CELPA (2003a e 2004) e ELETRONORTE (2001, 2003a, 2003b e 2004).

Nesse período, a exportação de energia elétrica passou de 14.446 GWh para 12.661 GWh, apresentando uma redução de 12,4%. Em 2003, a energia elétrica exportada pela ELETRONORTE correspondeu a 46,6% da geração total da hidrelétrica de Tucuruí. Nesse ano, apenas para o intercâmbio CHESF/FURNAS, foram disponibilizados 9.796 GWh (ELETRONORTE, 2004).

⁹² Essa informação inclui as concessionárias do serviço público de energia elétrica, os produtores independentes e os autoprodutores.

⁹³ Idem 92.

⁹⁴ Não inclui informação dos autoprodutores.

A matriz de geração de energia elétrica do Pará está baseada no aproveitamento das fontes hídrica, solar, eólica, biomassa, gás de alto forno, óleo Diesel e óleo combustível, sendo que estas duas últimas não são importadas.

Em 2003, esse Estado possuía duas hidrelétricas, Tucuruí, controlada pela ELETRONORTE, com potência instalada de 5.166 MW, e Curuá-Una, controlada pela CELPA, com potência instalada de 30,3 MW. Além disso, existiam duas pequenas centrais geradoras, Brigadeiro Velloso III, com potência instalada de 240 kW, e Salto do Jardim, com potência instalada de 28 kW. Por outro lado, a potência térmica instalada estava em 211,2 MW, sendo que os autoprodutores Jari Celulose – JARCEL (55 MW), Mineração Rio do Norte – MRN (43,2 MW), Caulim da Amazônia – CADAM (20,1 MW), Atlas Frigorífico (6,2 MW), Companhia Siderúrgica do Pará – COSIPAR (4 MW), Tramontina Belém (1,5 MW), Floraplac Industrial (1,25 MW) e Pampa Exportações (0,4 MW) contribuíam com 131,7 MW, enquanto os produtores independentes Guascor (47,4 MW) e JARCEL (14,5 MW), com 61,9 MW, e a CELPA, com 17,6 MW.

Existe também nesse Estado um número expressivo de comunidades e propriedades rurais que geram sua própria energia através de pequenos grupos geradores a óleo Diesel, aerogeradores e painéis fotovoltaicos, porém a capacidade instalada é desconhecida.

Estima-se que existiam 10.672 propriedades rurais atendidas por pequenos grupos geradores a Diesel no Pará em 1996⁹⁵. Tomando como referência a potência média dos grupos geradores a Diesel de 3,7 kVA, existente nos domicílios localizados na ilha do Combu, município de Belém (SILVA, 1997), a potência instalada nessas propriedades estaria em 33,2 MW. Portanto, sendo inferior apenas que a potência controlada pela Guascor, o que é bastante expressivo.

Muitos painéis e kits fotovoltaicos, além de alguns aerogeradores, começaram a ser instalados em pequenas comunidades rurais a partir da década de 1990. O maior projeto dessa natureza está localizado na vila de Joanes, município de Salvaterra, com uma potência instalada eólico-fotovoltaica de 50 kW. Esse projeto é gerenciado pela CELPA.

A capacidade instalada para a geração de energia elétrica será bastante ampliada. A potência instalada da hidrelétrica de Tucuruí chegará a 8.370 MW, quando a construção de sua segunda etapa for concluída. Além disso, a usina hidrelétrica de Santo Antônio (100 MW), no rio Jarí, município de Almerim, as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) Salto

⁹⁵ Essa estimativa foi obtida pelo cruzamento dos dados do Censo Agropecuário 1995 – 1996 com o número de consumidores rurais da CELPA de 1996.

Três de Maio (15 MW), no rio Três de Maio, Salto Buriti (10 MW) e Salto Curuá (30 MW), no rio Curuá, todas localizadas no município de Novo Progresso, e uma termelétrica de 27,8 MW a óleo combustível, localizada no município de Barcarena, encontram-se em construção. Por outro lado, foram outorgados os projetos para a construção da hidrelétrica de Santa Isabel (1.087 MW), no rio Araguaia, nos municípios de Palestina do Pará (PA) e Ananás (TO), e de três termelétricas, com potência instalada total de 2,96 MW. Além disso, o estudo de viabilidade para a construção do complexo hidrelétrico Belo Monte (11.182 MW), no rio Xingu, município de Altamira, encontra-se em andamento.

Em 2003, o índice de atendimento elétrico domiciliar estava em 0,7268 (72,7%). A população paraense sem acesso ao serviço público de energia elétrica havia sido reduzida para 1,8 milhão de habitantes.

CAPÍTULO III

O PARADOXO ELÉTRICO PARAENSE

O Pará possui um elevado potencial para a geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis⁹⁶, com destaque para o potencial hidrelétrico, que o torna estratégico para o País. Além disso, esse Estado caracteriza-se por ser um dos maiores produtores e exportadores de eletricidade no território nacional. No entanto, engana-se quem pensa que ele apresenta índices satisfatórios de atendimento elétrico; afinal, mais de 1/4 de sua população ainda não tem acesso ao serviço público de energia elétrica.

Este capítulo procura demonstrar e caracterizar esse paradoxo, estando dividido em duas partes. Na primeira, quantifica-se, com base nas informações disponíveis, o potencial energético que pode ser utilizado para a geração de eletricidade no território paraense. Na segunda, apresentam-se dados sobre a produção, exportação e consumo de energia elétrica, bem como uma série de indicadores para evidenciar a carência de atendimento elétrico existe.

⁹⁶ Deve-se ressaltar que o aproveitamento de qualquer potencial energético endógeno não pode ficar condicionado apenas à segurança contra as crises externas do sistema energético mundial, à economia de divisas e à geração de empregos. Outros fatores, como a viabilidade técnico-econômica e socioambiental, o elevado nível de proteção contra acidentes, também devem ser levados em consideração quando se deseja aproveitar esse potencial (SILVA e BERMAN, 2004b).

3.1 – O potencial para a geração de energia elétrica

3.1.1 – O potencial hidrelétrico

O Pará comporta em seu território as bacias hidrográficas Amazônica (26,9%), do Tocantins (20,8%) e do Atlântico Sul, trecho Norte-Nordeste (3,5%). Além disso, nas porções sudeste, sul e noroeste do território paraense, o embasamento e o relevo, com desníveis apropriados, proporcionam condições para os aproveitamentos hidrelétricos.

O potencial hidrelétrico total nesse Estado é de 61.096 MW, correspondendo a 23,5% do potencial hidrelétrico brasileiro (Tabela 15). Desse total, 21.435 MW referem-se ao potencial estimado e 39.661 MW referem-se ao potencial inventariado.

Tabela 15: O potencial hidrelétrico brasileiro em 2000 (MW).

UNIDADES DA FEDERAÇÃO	TOTAL ESTIMADO	TOTAL INVENTARIADO	TOTAL GERAL
Acre	1.114	0	1.114
Alagoas	17	4.165	4.182
Amazonas	19.551	1.017	20.568
Amapá	1.182	789	1.971
Bahia	955	11.906	12.861
Ceará	0	13	13
Distrito Federal	0	19	19
Espírito Santo	244	1.118	1.362
Goiás	3.321	9.053	12.375
Maranhão	580	1.578	2.158
Minas Gerais	3.962	19.759	23.721
Mato Grosso do Sul	1.481	5.074	6.556
Mato Grosso	15.396	1.909	17.306
Pará	21.435	39.661	61.096
Paraíba	6	6	11
Pernambuco	24	3.017	3.041
Piauí	104	173	277
Paraná	2.166	21.067	23.234
Rio de Janeiro	427	2.597	3.024
Rio Grande do Norte	0	2	2
Rondônia	13.446	1.682	15.128
Roraima	4.306	956	5.262
Rio Grande do Sul	2.681	8.492	11.172
Santa Catarina	1.790	5.664	7.453
Sergipe	0	4.165	4.165
São Paulo	1.134	13.536	14.670
Tocantins	174	7.182	7.356
Total	95.496	164.600	260.096

Fonte: ELETROBRÁS (2003a).

Atualmente, as hidrelétricas de Curuá-Una e Tucuruí encontram-se em operação, com potência instalada de 6.525,3 MW. Há também uma central geradora hidrelétrica, com potência instalada de 0,64 MW (ANEEL, 2005). Por outro lado, mais 2.030 MW, referentes à construção da segunda etapa da hidrelétrica de Tucuruí, da hidrelétrica de Santo Antônio e das pequenas centrais hidrelétricas Salto Três de Maio, Salto Buriti e Salto Curuá, deverão ser adicionados à capacidade instalada no curto prazo.

As hidrelétricas de Curuá-Una e de Tucuruí geraram 26.003 GWh em 2002 (Figura 13). Entre 1998 e 2002, elas hidrelétricas geraram 127.104 GWh, participando com aproximadamente 9% da geração bruta de energia elétrica gerada a partir da fonte hídrica no País.

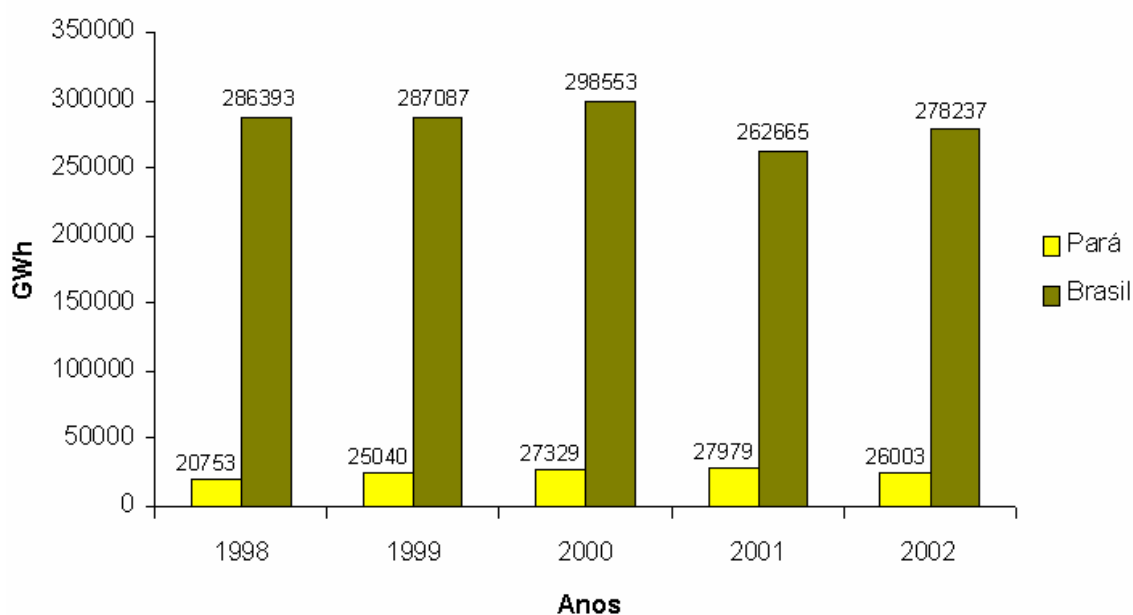


Figura 13: Geração bruta de energia elétrica a partir de hidrelétricas no Brasil (GWh).
Fonte: SISTEMA DE INFORMAÇÕES EMPRESARIAIS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA – SIESE (2000, 2001 e 2002).

O Pará é o quarto maior gerador de energia elétrica, ficando atrás apenas dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Porém, com a entrada em operação do potencial hidrelétrico que se encontra em construção, ele poderá ocupar a terceira posição na produção de eletricidade.

3.1.2 – O potencial da biomassa

Até a primeira metade do século XIX, o uso da biomassa como fonte de energia no território paraense ficou praticamente restrito ao atendimento da demanda do setor residencial. Em parte, isso ocorreu devido ao baixo nível de atividade econômica.

Durante o ciclo da borracha, a demanda por lenha cresceu bastante nesse Estado, uma vez que essa fonte de energia era bastante utilizada no processo de coagulação do látex. Por outro lado, o uso do óleo vegetal provavelmente também aumentou a partir de 1851, com a celebração do contrato para o fornecimento do serviço de iluminação pública à cidade de Belém.

No final da década de 1930, a planta de geração da Pará Electric Raylways and Lighting Company, que atendia o município de Belém, estava consumindo 8 mil toneladas de lenha nativa por mês na geração de energia elétrica (RODRIGUES, 1939).

Em 1980, devido à elevação do preço do barril de petróleo, o álcool hidratado, misturado ao óleo Diesel, foi usado na geração de eletricidade pela CELPA, no município de São Miguel do Guamá, como estratégia para reduzir o consumo desse óleo (CELPA, 1980).

Atualmente, sob a influência do paradigma do desenvolvimento sustentável, a utilização da biomassa como fonte de energia voltou a ganhar destaque no cenário energético estadual, uma vez que os óleos vegetais, a implantação de florestas plantadas em áreas degradadas e o aproveitamento dos resíduos florestais são comumente apontados como uma solução à carência de atendimento elétrico existente.

a) Os óleos vegetais

Há várias espécies oleaginosas que podem fornecer óleos vegetais para a geração de energia elétrica no Pará. Entre elas, destacam-se: o dendezeiro (*Elaeis Guineensis*), o buritizeiro (*Mauritia Flexuosa*), a palmeira de babaçu (*Orbignya Martiana*), a copaíba (*Copaifera Multijuga*), a andiroba (*Carapas Guianensis*), a ucuúba (*Virola Surinamensis*).

➤ Óleo de dendê (palma)

O dendezeiro é uma palmeira de origem africana que se adaptou muito bem as características edafoclimáticas de algumas regiões desse Estado. As áreas de terra firme das microrregiões Belém, Castanhal, Tomé-Açu, Guamá, Bragantina e Salgado apresentam

um bom potencial para a produção do óleo de palma. No total, o Pará possui uma área de 10 milhões de hectares apta ao cultivo do dendezeiro (INSTITUT DE RECHERCHES POUR LES HUILES ET LES OLEAGINEUX – IRHO, s.d. apud SANTOS e D'ÁVILA, 1999).

Alguns autores mencionam que a produtividade anual de óleo de palma pode chegar a 6 toneladas por hectare (HOMMA, 2001; BERMAN, 2002; SUPERINTENDÊNCIA DA ZONA FRANCA DE MANAUS – SUFRAMA, 2003). Entretanto, um levantamento realizado junto às empresas Dendê do Pará S/A (DENPASA), Companhia Agrícola do Acará (COACARÁ), Marborges Norte Industrial (MARBORGES) e Companhia Dendê Norte Paraense (CODENPA) mostrou que a produtividade média anual dessas empresas estava em 2,21 toneladas de óleo por hectare, sendo que a maior produtividade anual, de 3,72 toneladas de óleo por hectare, foi alcançada pela DENPASA em 1998⁹⁷. A produtividade média anual de óleo de dendê no Pará ficou em 1,55 tonelada por hectare entre 1992 e 1996⁹⁸.

Em 2003, a produção de coco de dendê ficou em 729 mil toneladas, apresentando uma produtividade de coco de 16,4 toneladas por hectare. Os três principais produtores são os municípios de Tailândia, Moju e Acará, que participaram com 73,5% da produção total de coco de dendê nesse ano (IBGE, 2005).

O óleo de dendê *in natura* da polpa possui poder calorífico de 8.946 kcal/kg e transesterificado de 9.530 a 9.618 kcal/kg (MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E COMÉRCIO – MIC, 1985).

Tomando como referência produtividades anuais de óleo de dendê de 2,2 e 6 toneladas por hectare, o potencial anual por hectare colhido para a geração de energia elétrica a partir desse óleo pode variar de 5,7 a 20,1 MWh (Tabela 16).

⁹⁷ Esse levantamento foi realizado para o projeto “Banco de Dados Fontes Energéticas da Amazônia” no início de 1999. Ressalta-se que o período desse levantamento se estende desde o início das atividades de cada uma dessas empresas até 1998.

⁹⁸ Essa produtividade foi obtida a partir da produção de óleo de dendê fornecida por SANTOS e D'ÁVILA (1999) e da área colhida fornecida pelo IBGE (2005a).

Tabela 16: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de dendê no Pará por hectare colhido (MWh).

TIPOS DE ÓLEO	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (25%)	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (30%)
<i>IN NATURA</i>		
Produtividade 2,2 t/ha	5,7	6,9
Produtividade 6 t/ha	15,6	18,7
TRANSESTERIFICADO		
Produtividade 2,2 t/ha	6,1 – 6,2	7,3 – 7,4
Produtividade 6 t/ha	16,6 – 16,8	19,9 – 20,1

Fonte: Elaboração própria.

O custo de produção do óleo de dendê era de US\$ 300 por tonelada⁹⁹ no Pará, sendo 20% maior que o custo de produção na Malásia e Indonésia (CORDEIRO, 1999 apud HOMMA, 2001). Em 2003, o óleo de dendê proveniente da Malásia foi comercializado no mercado europeu por um preço C.I.F de US\$ 443.3 por tonelada¹⁰⁰ (WORLD BANK, 2005).

➤ Óleo de buriti

O óleo de Buriti também apresenta um bom potencial para a geração de energia elétrica. O buritizeiro é uma palmeira nativa, encontrada comumente nos campos, cerrados e florestas de igapó do Pará.

Em cada hectare podem ser encontradas de 200 a 500 buritizeiros (BRASMAZON, 1998). Considerando que cada palmeira de buriti produz cinco cachos, com 650 frutos por cacho em média por ano, tem-se uma produção anual de 21 a 54 toneladas de frutos frescos por hectare¹⁰¹.

A produção dessa palmeira ocorre ao longo de quatro meses no ano. No município de Cametá, por exemplo, ela acontece entre os meses de julho ou agosto a novembro ou dezembro (ALTMAN e CORDEIRO, 1964).

Uma tonelada de frutos frescos produz entre 16 a 18,5 kg de óleo, se somente a polpa for utilizada, enquanto pelo processo industrial são produzidos 45 kg de óleo (ALTMAN e CORDEIRO, 1964). Isso significa que cada hectare pode produzir de 0,34 a 2,43 toneladas de óleo vegetal anualmente.

⁹⁹ Mantém-se o valor utilizado pelo referido autor, portanto, ele não está em dólar de 2000.

¹⁰⁰ Valor em dólar de 2003.

¹⁰¹ Admite-se que cada fruto pesa 33 g.

Em 2003, o Pará produziu 289 toneladas de coco de buriti. Nesse ano, a produção ficou concentrada nas microrregiões Cametá, Bragantina e Guamá, sendo que o município de Igarapé-Miri contribuiu com 90% da produção total (IBGE, 2005).

O poder calorífico superior do óleo de buriti da polpa *in natura* é de 9.256 kcal/kg (BRASMAZON, 1998) e transesterificado é de 9.462 a 9.471 kcal/kg (MIC, 1985).

Admitindo-se as produtividades mencionadas do óleo de buriti, o potencial anual por hectare colhido para a geração de energia elétrica a partir desse óleo pode variar de 0,9 a 8,0 MWh (Tabela 17).

Tabela 17: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de buriti no Estado do Pará por hectare colhido (MWh).

TIPOS DE ÓLEO	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (25%)	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (30%)
<i>IN NATURA</i>		
Produtividade 0,34 t/há	0,9	1,1
Produtividade 2,43 t/há	6,5	7,8
TRANSESTERIFICADO		
Produtividade 0,34 t/há	0,9	1,1
Produtividade 2,43 t/há	6,7	8,0

Fonte: Elaboração própria.

O óleo do buriti é rico em beta caroteno. A partir dos parâmetros fornecidos por ALTMAN e CORDEIRO (1964), estima-se que cada tonelada de óleo de buriti produz cerca de 2,9 kg de caroteno.

Um estudo mais detalhado sobre a determinação da quantidade de beta caroteno a partir do óleo do buriti mostra que a concentração de beta caroteno varia de acordo com a parte do fruto que é utilizada para a extração do óleo. A concentração mínima ocorre na amêndoa, com 68 mg de beta caroteno por 100 g de óleo, e a máxima está presente na casca, com 877 mg por 100 g de óleo (BENTES et al., 1981). Portanto, a concentração de beta caroteno pode variar de 0,68 a 8,8 kg por tonelada de óleo.

Segundo DI LASCIO (1996b), o quilo do beta caroteno poderia ser comercializado a US\$ 2,160¹⁰², se ele apresentasse 100% de pureza. Dessa forma, cada hectare plantado com palmeiras de buriti poderia fornecer uma renda bruta de US\$ 499 a US\$ 46,189.

¹⁰² Mantém-se o valor utilizado pelo referido autor, portanto, ele não está em dólar de 2000.

➤ Óleo de babaçu

A palmeira de babaçu é outra oleaginosa que pode ser encontrada por todo território paraense. Em 1996, foram produzidas 401 toneladas de coco de babaçu e 482 toneladas de amêndoa de babaçu no Estado (IBGE, 2005). Os municípios de Anajás e Acará eram os maiores produtores de coco de babaçu, concentrando 45,4% da produção, enquanto os municípios de São Domingos do Araguaia, Curralinho e Barcarena eram os maiores produtores de amêndoa de babaçu, concentrando 61,4% da produção (IBGE, 2005).

Segundo o INSTITUTO DE ESTUDOS AMAZÔNICOS E AMBIENTAIS – IEA (1993), cada palmeira de babaçu produz entre 5,8 a 10 kg de óleo por ano, levando doze anos para atingir a maturidade. Isso significa que um hectare, com 200 palmeiras de babaçu, pode produzir de 1,2 a 2 toneladas de óleo por ano.

O poder calorífico superior do óleo de babaçu da amêndoa *in natura* é de 8.950 kcal/kg e transesterificado, de 9.234 a 9.444 kcal/kg (MIC, 1985).

Considerando a produtividade do óleo de babaçu mencionada, o potencial anual por hectare colhido desse óleo para a geração de energia elétrica pode variar de 3,1 a 6,6 MWh (Tabela 18).

Tabela 18: Potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de babaçu no Estado do Pará por hectare colhido (MWh).

TIPOS DE ÓLEO	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (25%)	EFICIÊNCIA NA GERAÇÃO (30%)
IN NATURA		
Produtividade 1,2 t/ha	3,1	3,7
Produtividade 2,0 t/ha	5,2	6,2
TRANSESTERIFICADO		
Produtividade 1,2 t/ha	3,2 – 3,3	3,9 – 4,0
Produtividade 2,0 t/ha	5,4 – 5,5	6,4 – 6,6

Fonte: Elaboração própria.

➤ Óleo de Copaíba

A copaíbeira é comumente encontrada nas áreas de terra firme, porém ela também ocorre em áreas de várzea. No Pará, em 2003, foram produzidas 26 toneladas de óleo de copaíba (IBGE, 2005). A produção desse óleo concentra-se nas microrregiões Altamira, Óbidos, Itaituba e Santarém, sendo que os municípios de Medicilândia e Óbidos eram os principais produtores, contribuindo com 50% da produção total (IBGE, 2005).

O óleo de copaíba é extraído do tronco da copaibeira. Cada árvore pode produzir no máximo 3,5 litros de óleo, sendo que a densidade de indivíduos varia de 0,11 a 2 árvores por hectare (SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DA AMAZÔNIA – SUDAM e PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO – PNUD, 2000)¹⁰³.

O poder calorífico do óleo de copaíba *in natura* é de 10.044 kcal/kg (MOURÃO et al., 1981).

Tomando como referência uma floresta plantada, com uma densidade de 250 árvores por hectare, a produção anual de óleo de copaíba ficaria em 0,78 tonelada por hectare¹⁰⁴. Dessa forma, o potencial anual de geração de energia elétrica a partir do óleo de copaíba *in natura* em cada hectare plantado ficaria entre 2,3 e 2,7 MWh para eficiências de 25 e 30%, respectivamente.

➤ Óleo de andiroba

A andiroba é outra oleaginosa que apresenta uma boa produção de óleo vegetal. Ela ocorre freqüentemente em áreas de várzea e de igapó. Contudo, a andiroba pode se adaptar muito bem as áreas de terra firme. Por exemplo, no município de Abaetetuba, foram plantadas 2.000 árvores, em dois hectares, sem o comprometimento da inflorescência (BRASMAZON, 1998).

O óleo de andiroba é extraído das sementes dessa árvore. Em 1996, foram produzidas 136 toneladas de sementes de andiroba no Pará. As microrregiões Belém, Bragantina, Cametá, Furos de Breves, Tucuruí, Óbidos, Parauapebas, Portel, Paragominas, Marabá, Guamá e Redenção são produtoras de sementes de andiroba. Os municípios de Cametá e Óbidos concentram 79% da produção de sementes (IBGE, 2005).

Segundo RIZZINI e MORS (1976) apud IEA (1993), cada árvore de andiroba produz cerca de 7 litros de óleo. Dessa forma, cada hectare, com mil árvores plantadas, poderia produzir cerca de 6,5 toneladas de óleo por hectare¹⁰⁵.

¹⁰³ Essa publicação menciona que *Copaifera reticulata* pode fornecer de 40 a 60 litros de óleo por árvore por intervalo de extração.

¹⁰⁴ Considera-se a produtividade de 3,5 litros por árvore.

¹⁰⁵ O potencial para a geração de energia elétrica não foi calculado, porque a literatura consultada não mencionou o poder calorífico do óleo de andiroba.

➤ Óleo de ucuúba

O óleo da ucuúba também é extraído das sementes dessa árvore, que é encontrada em áreas de várzea e de igapó. Os municípios de Afuá (microrregião Furos de Breves), Cachoeira do Arari, Chaves, Muaná, Ponta de Pedras (microrregião Arari), Abaetetuba, Cametá, Igarapé-Miri, Mocajuba, Oeiras do Pará (microrregião Cametá), Acará, Moju (microrregião Tomé-açu), Alenquer, Monte Alegre, Santarém (microrregião Santarém), Portel, Gurupá (microrregião Portel), Barcarena (microrregião Belém) e Bujaru (microrregião Castanhal) apresentam potencial para a produção de óleo de ucuúba (SUDAM, s.d.).

Um hectare plantado com 144 a 150 árvores de ucuúba poderia fornecer entre 8 a 10 mil litros de sementes, sendo que 50 a 80 litros de sementes fornecem 25 kg de óleo (SUDAM, s.d). Portanto, cada hectare forneceria um mínimo de 2,5 toneladas de óleo e um máximo de 5 toneladas de óleo¹⁰⁶.

b) A lenha e os resíduos florestais

➤ A lenha nativa e plantada

O Pará concentra uma grande quantidade de energia na forma de biomassa florestal em seu território. No município de Paragominas, por exemplo, cada hectare em área de floresta intacta apresenta uma concentração de 309 toneladas de biomassa no solo (GERWING e VIDAL, 2002).

Se apenas metade dessa quantidade de biomassa fosse utilizada para a geração de energia elétrica, seria possível gerar 118 MWh para atender a demanda da população¹⁰⁷.

Nesse Estado, existem cinco tipos distintos de vegetação: florestas de terra firme, florestas de igapó, cerrado, campos e formação litorânea costeira (SUDAM, 1988). Como a quantidade de biomassa florestal varia com o tipo de vegetação, o potencial para a geração de energia elétrica também é variável.

Essa variação na quantidade de biomassa florestal fica evidente nas estimativas sobre o potencial madeireiro. Em uma delas, o potencial florestal para extração madeireira varia de 178 a 200 m³ por hectare em áreas de terra firme e de 90 a 100 m³ por hectare em área de várzea (PANDOLFO, 1979).

¹⁰⁶ Idem nota de rodapé 105.

¹⁰⁷ Utilizam-se um poder calorífico de 3.300 kcal/kg de biomassa e uma eficiência de 20% no processo de geração de eletricidade.

Tomando como referência esses volumes, cada hectare nas áreas de terra firme poderia fornecer entre 41 a 46 MWh, enquanto cada hectare nas áreas de várzea, entre 21 a 23 MWh¹⁰⁸.

As florestas plantadas, com espécies nativas e exóticas, também podem ser aproveitadas para a geração de energia elétrica.

A Jari Celulose alcançou uma produtividade anual de 30 m³ por hectare em suas plantações de eucalipto (JARI CELULOSE, 2003). Com essa produtividade seria possível gerar 9 MWh por hectare por ano¹⁰⁹. Em 1992, a Mitsubishi Corporation implantou um projeto de reflorestamento com espécies vegetais nativas, em 240 hectares, no município de Igarapé-Açu. O volume de madeira em pé, sete anos após a implantação desse projeto, estava em 400 m³ por hectare (MITSUBISHI, 2003). Com essa produtividade seria possível gerar 120 MWh por hectare¹¹⁰.

As florestas energéticas com espécies exóticas ou nativas poderiam ser implantadas em parte da área total desflorestada no Pará. Em agosto de 2000, a extensão do desflorestamento bruto nesse Estado chegou a 200,1 mil km² (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE, 2002)¹¹¹. Dados mais recentes mostram que mais 21,2 mil km² foram desflorestados entre 2000 e 2003 (INPE, 2005). Portanto, a área desflorestada apenas pelas atividades agrossilvopastoris estava em 221,3 km² em 2003, correspondendo a 17,7% do território paraense.

Uma estimativa mais próxima da realidade apontou para um desflorestamento total de 30% do território paraense em 2001, correspondente a uma área de 374,3 mil km² (SECTAM, s.d.)¹¹². Como a área desflorestada no Pará tem aumento, conforme mostram os dados do INPE, o desflorestamento total nesse Estado atualmente atinge uma área superior a essa.

¹⁰⁸ Considera-se que 1 m³ corresponde a 300 kg de lenha. Utilizam-se como premissas um poder calorífico de 3.300 kcal/kg e uma eficiência na geração de energia elétrica de 20%.

¹⁰⁹ Utiliza-se um fator de conversão de 390 kg para cada metro cúbico de lenha, bem como um poder calorífico de 3.300 kcal/kg de lenha e uma eficiência de 20% na geração de energia elétrica.

¹¹⁰ Idem nota de rodapé 110.

¹¹¹ A metodologia utilizada pelo INPE só considera a área de floresta primária alterada por ações antrópicas, com o objetivo de desenvolver atividades agrossilvopastoris. Portanto, ela exclui a área alterada pela atividade madeireira e por incêndios naturais.

¹¹² Essa estimativa levou em consideração as áreas desflorestadas pela exploração seletiva de madeira, pela formação de vilas, povoados, pelas alterações em outros ecossistemas, além da área alterada pelas atividades agrossilvopastoris.

➤ Os resíduos florestais

A indústria madeireira paraense apresenta um rendimento baixo no beneficiamento da madeira. Segundo GERWING et al. (2001), no território paraense, o rendimento médio das laminadoras está em 39%, enquanto o das serrarias, em 35%.

Em 2003, o Pará produziu cerca de 10,8 milhões de metros cúbicos de madeira em tora (IBGE, 2005). Considerando um rendimento médio de 37% para a indústria madeireira paraense como um todo, tem-se um desperdício de 6,8 milhões de metros cúbicos de madeira. Com esse volume seria possível gerar de 1.571 GWh por ano¹¹³.

Os resíduos produzidos pela agroindústria também se constituem em um grande potencial energético, que poderia ser aproveitado na geração de energia elétrica no Pará. Entre eles se destacam os resíduos da agroindústria do dendê e da castanha do Pará (*Bertolletia Excelsa*).

Segundo o MIC (1985), no processo industrial de beneficiamento do coco de dendê, cada 10 toneladas de cachos de frutos frescos produzem 2,19 toneladas de cachos sem frutos, 1,21 tonelada de fibras e 0,93 tonelada de endocarpo.

Tomando como referência esses parâmetros, bem como a produção paraense de coco de dendê em 2003, estima-se que foram produzidas 204,9 mil toneladas de cachos sem frutos, 112,9 mil toneladas de fibras e 86,4 mil toneladas de endocarpo nesse ano. A geração de energia elétrica a partir desses resíduos poderia fornecer 111 GWh, considerando os cachos e as fibras, e 96 GWh, considerando o endocarpo¹¹⁴.

Os resíduos produzidos nas atividades de coleta e beneficiamento da castanha do Pará também apresentam um potencial de geração de energia elétrica elevado. Em 2003, foram produzidas 5,36 mil toneladas de castanha com casca no Pará (IBGE, 2005). Isso corresponde a uma coleta de 32 milhões de ouriços ou de 17 mil toneladas de ouriço¹¹⁵. Se essa quantidade de castanha fosse beneficiada, com um percentual de castanhas não-aproveitadas de 5%, haveria a produção de 3 mil toneladas de cascas de castanha¹¹⁶ e de

¹¹³ Utilizam-se um fator de conversão de 300 kg por metro cúbico de madeira, um poder calorífico de 3.300 kcal/kg de madeira e uma eficiência de 20% na geração de energia elétrica.

¹¹⁴ Utilizam-se um poder calorífico de 4.800 kcal/kg para o endocarpo, conforme especifica o MIC (1985) e de 1.500 kcal/kg para os resíduos formados pelos cachos sem frutos e pelas fibras, bem como uma eficiência de 20% na geração de energia elétrica.

¹¹⁵ Admite-se que cada ouriço contenha em média 17 castanhas, onde cada castanha com casca pesa 10 gramas. Considera-se que um ouriço vazio pesa, em média, 530 gramas.

¹¹⁶ Admite-se que a casca da castanha do Pará contribua com 63% do peso total da castanha. Portanto, se cada castanha com casca pesa 10g, o peso da casca corresponde a 6,3g.

268 toneladas de castanhas não-aproveitadas. Se esses resíduos fossem utilizados na geração de energia elétrica, seriam gerados cerca de 18 GWh¹¹⁷.

3.1.3 – Os potenciais solar e eólico

a) O potencial solar fotovoltaico

A média anual da irradiação solar global que atinge o território paraense está entre 5.300 a 5.900 Wh por m² (COLLE e PEREIRA, 1998). Na Figura 14, observa-se que valores entre 5.500 a 5.700 Wh por m² são predominantes, estendendo-se em uma faixa que vai do sudeste ao noroeste do Estado, enquanto valores entre 5.300 a 5.500 Wh/m² predominam mais para nordeste. Observam-se também áreas menores com valores entre 5.700 a 5.900 Wh/m², predominando mais para noroeste do território paraense.

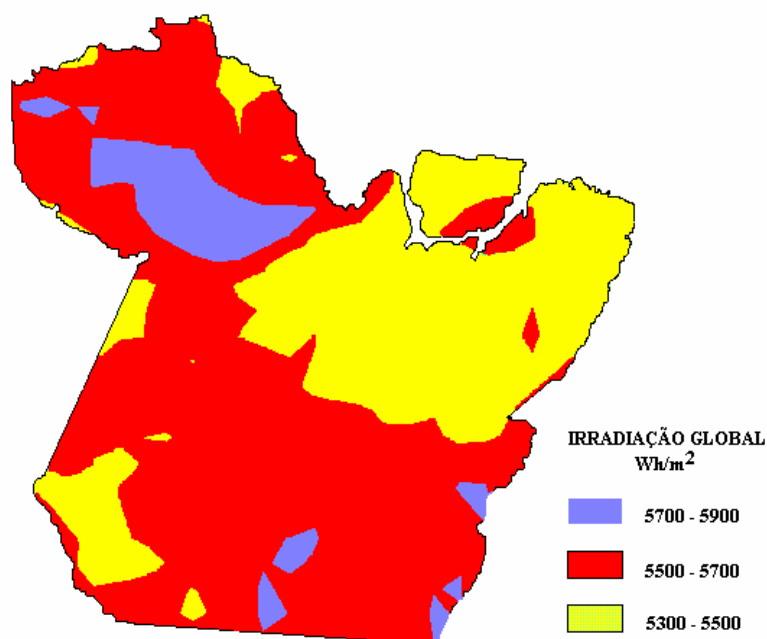


Figura 14: Médias anuais da irradiação solar global no Estado do Pará.

Fonte: Elaborada a partir de COLLE e PEREIRA (1998).

A Tabela 19 mostra que cada quilômetro quadrado no Pará, se recoberto por painéis fotovoltaico, pode fornecer entre 530 a 590 MWh por ano. Como esse Estado possui uma

¹¹⁷ Utiliza-se um poder calorífico médio de 3800 kcal/kg para os ouriços, para as cascas de castanhas e para as castanhas não-aproveitadas, bem como um rendimento de 20% no processo de geração.

vasta extensão territorial, seu potencial para a geração fotovoltaica de energia elétrica é um dos mais elevados do País.

Tabela 19: Potencial de geração de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos¹¹⁸.

ÁREAS	IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL	POTENCIAL FOTOVOLTAICO
	Wh/m ²	MWh/km ²
Amarela	5.300 – 5.500	530 – 550
Vermelha	5.500 – 5.700	550 – 570
Azul	5.700 – 5.900	570 – 590

Fonte: Elaboração própria.

b) O potencial eólico

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro mostra que no território paraense predominam ventos com velocidades que variam de 3,5 a 4 m/s, em uma altura de 50 metros. Entretanto, na porção nordeste do Estado, as velocidades médias dos ventos podem chegar a 9,0 m/s (Figura 15).

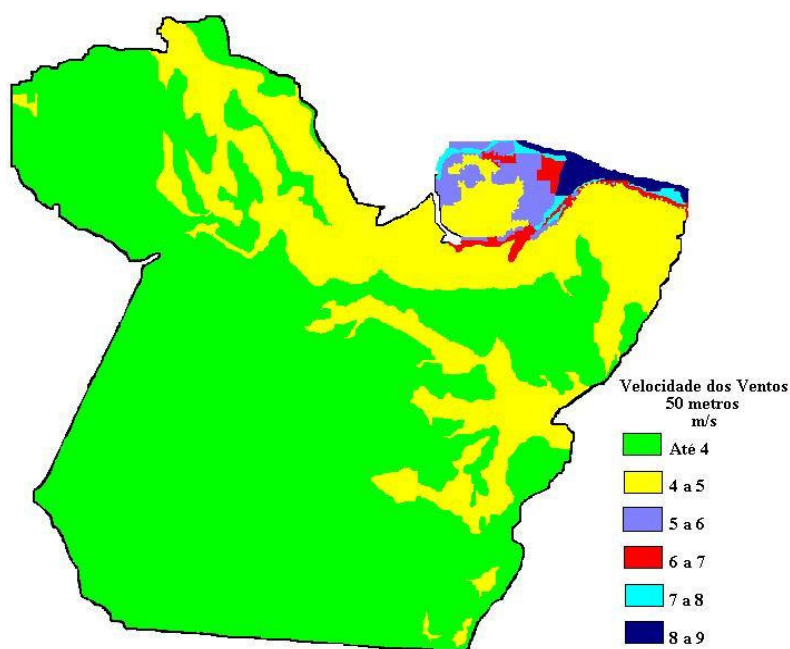


Figura 15: Velocidades dos ventos no Estado do Pará.

Fonte: Elaborada a partir do CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB (2003).

¹¹⁸ Considera-se uma eficiência de 10% na geração de eletricidade a partir dos painéis fotovoltaicos.

Segundo DOBESCH e KURY (2001), as turbinas eólicas começam a operar com velocidades mínimas que variam de 3 a 5 m/s. Em alguns modelos, desenhados para regiões onde a velocidade do vento é mais baixa, o desempenho ótimo é alcançado com velocidades entre 10 a 13 m/s, enquanto outros, desenhados para regiões onde a velocidade do vento é mais alta, o desempenho ótimo é alcançado com velocidades entre 14 a 17 m/s. Portanto, as velocidades dos ventos observadas no Estado do Pará são suficientes para colocar em funcionamento turbinas eólicas desenhadas para operar com velocidades a partir de 3 m/s, mas essas turbinas jamais alcançarão um desempenho ótimo.

Se uma turbina eólica de 300 kW, com um diâmetro do rotor de 33,4 metros, fosse instalada, por exemplo, na microrregião Itaituba, onde a velocidade média anual dos ventos varia de 3,5 a 4 m/s, ela forneceria uma potência máxima entre 8,9 a 15,4 kW. Se essa mesma turbina fosse instalada na microrregião Salgado, onde a velocidade média dos ventos varia de 8 a 9 m/s, ela forneceria uma potência máxima entre 129 a 172 kW¹¹⁹. A Figura 16 mostra a variação da potência fornecida por uma turbina eólica desse tipo, em função das velocidades eólicas observadas no território paraense.

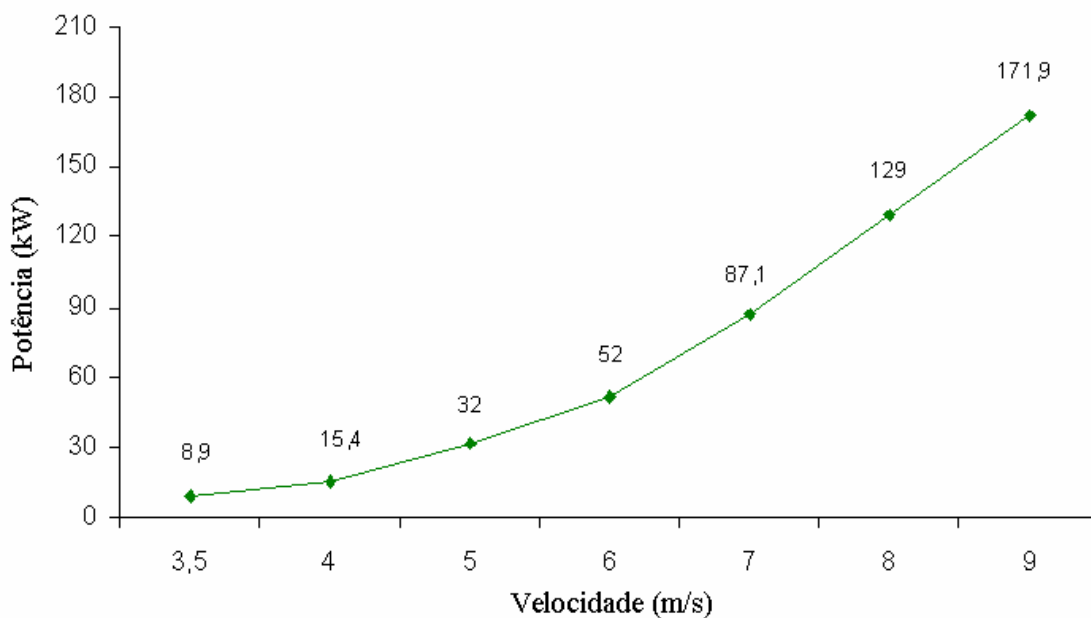


Figura 16: Potência que pode ser fornecida por uma turbina eólica AN BONUS 300 kW/33-2 no Estado do Pará.

Fonte: Elaboração própria.

¹¹⁹ Para velocidades do vento de 3,5 e 4 m/s, são considerados coeficiente de desempenho de 0,38 e 0,45, respectivamente. Para velocidades do vento entre 8 a 9 m/s, são considerados coeficientes de desempenho de 0,47 e 0,44, respectivamente.

Tomando como referência apenas velocidades dos ventos iguais ou superiores a 6 m/s e fatores de capacidade entre 0,13 a 0,35¹²⁰, calcula-se que cada turbina eólica do tipo AN BONUS 300 kW/33-2 pode gerar anualmente de 59 a 527 MWh no Pará (Tabela 20).

Tabela 20: Potencial de geração de energia elétrica de uma turbina AN BONUS 300 kW/33-2 no Estado do Pará.

VELOCIDADE DO VENTO (m/s)	FATOR DE CAPACIDADE	POTENCIAL EÓLICO (MWh/ano)
6 – 7	0,13 – 0,20	59 – 153
7 – 8	0,20 – 0,30	153 – 339
8 – 9	0,25 – 0,35	283 – 257

Fonte: Elaboração própria.

3.1.4 – As fontes não-renováveis.

a) Carvão e turfa

O interesse pela prospecção do carvão no Pará surgiu no último decênio do século XIX. Em 19 de agosto de 1892, a Lei nº 39 concedeu ao cidadão João Duarte Pimentel o privilégio de prospectar carvão nas margens do rio Jamundá e seus afluentes. Em 1 de abril de 1893, a Lei nº 111 concedeu ao cidadão Antônio Marcelino Cardoso Barata o privilégio de prospectar carvão em alguns municípios do nordeste paraense.

Segundo LENZ e RAMOS (1985), no início do século XX, informações davam conta da existência de carvão no curso médio do rio Fresco, no município de São Félix do Xingu. Entretanto, uma pesquisa preliminar só foi realizada entre 1975 e 1976, pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM).

Essa pesquisa concentrou-se em uma área de 1000 km², onde foram coletadas 81 amostras. Desse total, 75% apresentaram um teor de carbono fixo inferior a 25%, enquanto as amostras restantes apresentaram um teor de carbono fixo de 25% a 40%. Um teor mais elevado foi observado em material coletado na ilha dos Barreiros, com 60% de carbono fixo. Os resultados dessa pesquisa apontaram para uma reserva estimada de 4,15 bilhões de toneladas, porém constituída por carvão de baixa qualidade, que apresenta custo de extração elevado (LENZ e RAMOS, 1985).

¹²⁰ Essas premissas foram utilizadas na elaboração do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

Em relação à turfa, existem referências sobre a ocorrência dessa fonte energética na ilha do Marajó. Entretanto, não há informações mais detalhadas sobre as características dessa ocorrência.

b) Petróleo, gás natural e folhelhos oleígenos

A primeira autorização para prospectar petróleo no Pará, particularmente nas margens do rio Tapajós, foi dada pela Lei nº 37, de 18 de agosto de 1892. Porém, indícios da existência de hidrocarbonetos nesse Estado só foram encontrados no início da década 1980-90, quando a PETROBRÁS encontrou uma ocorrência *offshore*, tendo produzido cerca de 63 mil toneladas de petróleo e 36 milhões de metros cúbicos de gás natural entre 1983 e 1984 (IDESP e CELPA, 1992). Porém, o poço não teve um desenvolvimento satisfatório e foi abandonado.

Em 1999, um consócio liderado pela BP obteve a concessão para prospectar petróleo e gás natural em dois blocos *offshores*, na foz do rio Amazonas, na fronteira entre os Estados do Pará e Amapá. O primeiro poço perfurado por esse consócio não encontrou petróleo e gás na região.

No caso dos folhelhos oleígenos, há ocorrências dessas rochas nos municípios de Uruará (microrregião Altamira) e Faro (microrregião Óbidos). Entretanto, informações mais detalhadas sobre essas ocorrências não foram encontradas.

Apesar da plataforma continental paraense apresentar estruturas geológicas favoráveis para o acúmulo de petróleo e gás natural, a prospecção dessas fontes energéticas não apresentou resultados satisfatórios até o momento. Por outro lado, a falta de informações mais detalhadas sobre os folhelhos oleígenos não permite identificar o potencial de óleo, que poderia ser extraído dessas rochas.

3.2 – Os índices de atendimento elétrico no Pará

Conforme mencionado, o Pará gerou mais de 128 mil GWh entre 1998 e 2003. Entretanto, ele consumiu apenas 49.749 GWh, ou seja, 39% desse total, pois ele é um grande exportador de energia elétrica. Entre 1999 e 2003, foram exportados 66.738 GWh.

Como a fonte hídrica continuará predominando na matriz de geração nacional, o Pará manterá sua posição de grande produtor e exportador de energia elétrica, pois ele detém o maior potencial para a expansão hidrelétrica no País.

O consumo de eletricidade é muito desigual nesse Estado. Em 2003, ele ficou em 11.894 GWh. Desse total, a participação do setor industrial ficou em 71,5%, a do setor residencial, em 13,4%, a do setor comercial, em 7,7%, a do setor público, em 6% e a do setor rural, em 0,5% (Figura 17). Cabe ressaltar que dos 8.504 GWh consumidos pelo setor industrial, os grandes consumidores atendidos pela ELETRONORTE: ALBRÁS, ALUNORTE, CCM, CVRD e Mina Sossego da CVRD, consumiram 7.619 GWh, isto é, cerca de 90%.

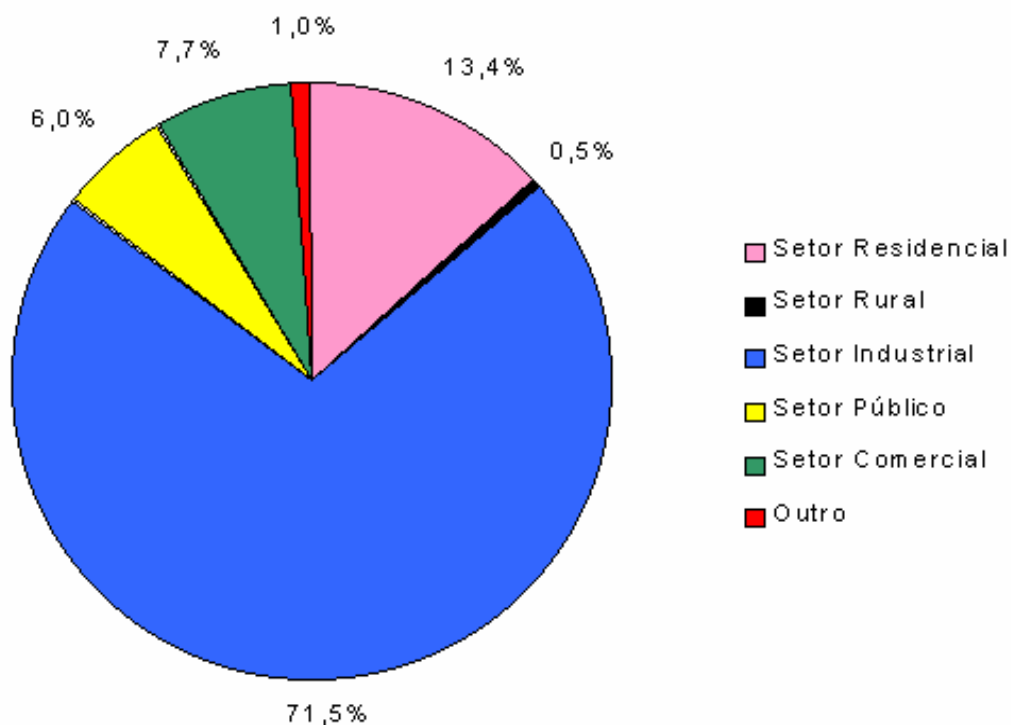


Figura 17: Participação no consumo de energia elétrica no Estado do Pará em 2003¹²¹.

Fonte: Elaborada a partir de informações da CELPA (2004) e da ELETRONORTE (2004).

A baixa participação do setor rural no consumo de energia elétrica explica-se pelas dificuldades encontradas para atender as propriedades rurais, que geralmente estão localizadas distantes das redes de transmissão e distribuição e apresentam baixos níveis de atividade econômica. Além disso, deve ser levado em consideração o atraso no

¹²¹ Outro representa o consumo das concessionárias de energia elétrica.

atendimento elétrico, uma vez que esse setor só começou a receber maior atenção no final da década de 1970.

O consumo de energia elétrica no setor residencial paraense também está muito concentrado nas classes de consumo mais elevado (Figura 18).

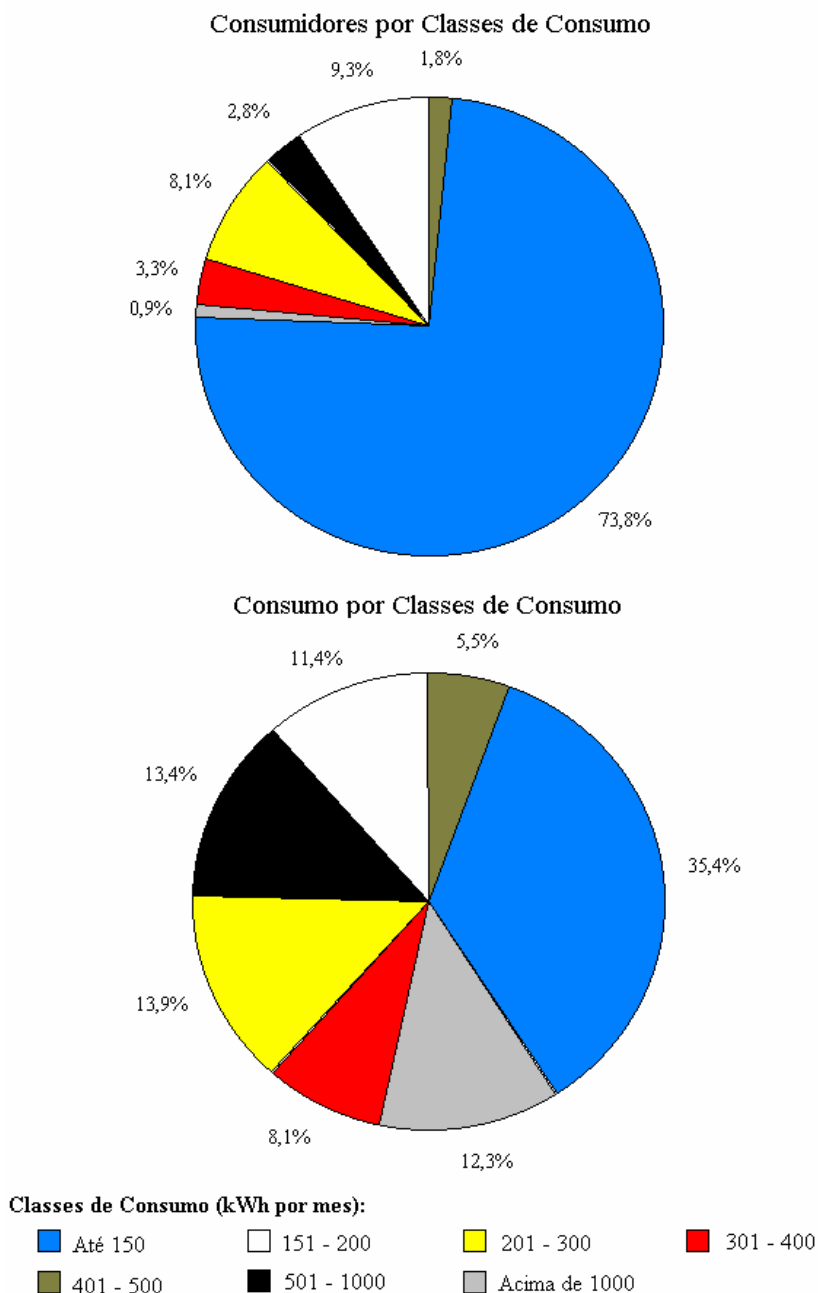


Figura 18: Participação das diversas classes no consumo do setor residencial em 1996.
Fonte: CELPA (1996a).

Segundo a CELPA (1996a), 1996, existiam 679,9 mil consumidores residenciais no Pará, que consumiram 1.144 GWh. Desse total, as classes de consumo até 150 kWh por mês possuíam 449,4 mil consumidores (73,8%) e consumiram cerca de 405 GWh (35,4%), sendo que a classe de consumo entre 0 a 30 kWh por mês contava com 112 mil consumidores (16,4%) e consumiu 23 GWh (2%). Por outro lado, as classes de consumo acima de 400 kWh por mês contavam com 39,3 mil consumidores (5,8%) e consumiram 356 GWh (31,1%), sendo que a classe de consumo acima de 1.000 kWh por mês, que possuía 6,8 mil consumidores (1%) e consumiu 141 GWh (12,3%).

Alguém pouco atento ao problema da desigualdade no acesso ao serviço de energia elétrica nesse Estado pode minimizá-lo, se levar em conta apenas o consumo de energia elétrica per capita paraense. Em 2003, por exemplo, esse indicador era de 1.809 kWh por habitante, isto é, 5,7% superior ao nacional, que era de 1.712 kWh por habitante. Entretanto, embora seja muito utilizado nas análises sobre o atendimento elétrico da população, o consumo de energia elétrica per capita distorce a realidade no Pará, porque o consumo está concentrado em um número reduzido de indústrias eletrointensivas.

Os indicadores de atendimento elétrico, baseados no número de consumidores residenciais, no consumo residencial e no número de domicílios, mesmo apresentando problemas¹²², fornecem quadros mais próximos da realidade. Entre eles, destacam-se: o consumo médio residencial, obtido através da divisão do consumo residencial de energia elétrica pelo número de consumidores residenciais, o índice de atendimento elétrico domiciliar, obtido através da divisão do número de consumidores residenciais pelo número de domicílios permanentes, e o consumo residencial de energia elétrica per capita, obtido através da divisão do consumo residencial de energia elétrica pela população total do Estado.

A comparação nacional desses indicadores coloca o Pará entre as unidades da federação que estão em pior situação (Tabela 21), o que é uma grande contradição, pois esse Estado está entre os maiores produtores e exportadores de energia elétrica do País.

¹²² Por exemplo, quando se divide o número de consumidores residenciais pelo número de domicílios particulares permanentes, uma parte da população, que não reside nesse tipo de domicílio, acaba excluída, o que leva a distorções, pois alguns Estados apresentarão valores superiores a 1 ou 100%, sugerindo que um número acima dos domicílios permanentes existentes está com acesso ao serviço público de energia elétrica. Por outro lado, esses indicadores partem do princípio de que um consumidor residencial corresponde a um domicílio atendido. Porém, na prática, em determinadas situações, uma ligação elétrica serve um número maior de domicílios. Contudo, a partir desses indicadores, é possível fazer comparações entre as unidades da federação, identificando aqueles que apresentam os piores quadros de acesso ao serviço público de energia elétrica no País.

Tabela 21: Comparação entre alguns indicadores de acesso ao serviço de energia elétrica¹²³.

	Indicador A		Indicador B		Indicador C	
	2000	2002	2000	2002	2000	2002
BRASIL	2076	1658	494	416	0,90	0,91
REGIÃO NORTE	1980	1768	303	283	0,70	0,70
Rondônia	2092	2041	346	346	0,65	0,64
Acre	1884	1796	334	299	0,76	0,69
Amazonas	2308	2137	343	327	0,73	0,72
Roraima	2784	2764	490	490	0,77	0,70
Pará	1804	1507	258	232	0,67	0,70
Amapá	2526	2398	462	450	0,87	0,88
Tocantins	1523	1317	258	238	0,70	0,72
REGIÃO NORDESTE	1328	1061	261	222	0,82	0,84
Maranhão	1055	1041	168	167	0,73	0,69
Piauí	1275	1002	223	189	0,75	0,78
Ceará	1284	1044	268	218	0,88	0,85
Rio Grande do Norte	1409	1144	315	265	0,92	0,90
Paraíba	1157	965	246	218	0,86	0,92
Pernambuco	1521	1219	332	284	0,88	0,89
Alagoas	1319	1021	236	195	0,77	0,77
Sergipe	1284	1016	291	244	0,92	0,94
Bahia	1370	1005	257	214	0,77	0,84
REGIÃO SUDESTE	2409	1829	668	536	0,99	1,00
Minas Gerais	1780	1379	452	370	0,95	0,96
Espírito Santo	2017	1505	476	375	0,87	0,88
Rio de Janeiro	2559	1947	771	620	1,01	1,01
São Paulo	2648	1998	749	596	1,01	1,03
REGIÃO SUL	2108	1942	524	495	0,87	0,85
Paraná	1991	1818	486	452	0,89	0,85
Santa Catarina	2243	2129	558	552	0,89	0,88
Rio Grande do Sul	2144	1955	542	505	0,84	0,83
REGIÃO CENTRO-OESTE	2202	1748	522	442	0,87	0,89
Mato Grosso do Sul	2137	1766	494	428	0,85	0,85
Mato Grosso	2540	2063	491	431	0,74	0,76
Goiás	1785	1406	468	393	0,93	0,96
Distrito Federal	3067	2336	717	589	0,87	0,90

Fonte: Elaboração própria.

Em 2000, o consumo médio residencial paraense era de 1.804 kWh, sendo o 13º mais baixo do País. Em 2002, ele foi reduzido para 1.507 kWh, em decorrência dos efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, porém esse indicador apresentou uma sensível melhora a nível nacional, passando a ser o 14º mais baixo.

¹²³ O consumo médio residencial de energia elétrica, indicador A, está em kWh. O consumo residencial de energia elétrica per capita, indicador B, está em kWh por habitante. O índice de atendimento elétrico domiciliar, indicador C, não apresenta unidade específica.

O consumo residencial per capita paraense era de 258 kWh em 2000, sendo o 6º mais baixo do País. Em 2002, ele passou para 232 kWh. Essa redução foi motivada pela contenção do consumo de energia elétrica em 2001 e pela atual dinâmica de crescimento populacional. Entretanto, como o racionamento de energia atingiu violentamente o Nordeste, reduzindo drasticamente o consumo de energia, houve uma melhora nesse indicador, que passou a ser o 7º mais baixo entre as unidades da federação, embora ele seja o mais baixo da Região Norte.

Em 2000, o índice de atendimento domiciliar no Pará estava em 0,6758 (67,58%), sendo o segundo mais baixo do País. Esse indicador apontava para uma população em torno de 2 milhões de habitantes sem acesso ao serviço público de energia elétrica. Em 2003, ele passou para 0,7268 (72,68%), superando os indicadores de Rondônia e Acre¹²⁴. Como resultado, a população sem atendimento elétrico foi reduzida para 1,8 milhão de habitantes.

A correlação entre o índice de desenvolvimento humano (IDH) e o consumo residencial de energia elétrica per capita pode ser utilizada para caracterizar o consumo de eletricidade da população em função do desenvolvimento socioeconômico, pois quando o IDH torna-se elevado esse consumo aumenta, porque o acesso ao serviço público de eletricidade melhora e a população dispõe de renda para consumir mais energia. Além disso, as famílias ficam menores. Dessa forma, quanto mais à direita e na parte superior do gráfico estiver posicionado um estado, uma região, um país, melhor será sua condição de desenvolvimento socioeconômico e de consumo de energia elétrica.

A Figura 19 mostra essa correlação para as unidades da federação em 2000. É possível observar a configuração de quatro grupos distintos, sendo que o Pará está localizado no grupo IV, onde as condições de desenvolvimento socioeconômico e consumo de energia elétrica ainda são as piores.

¹²⁴ Pela falta de informações sobre o número de domicílios permanentes nos outros estados, não foi possível estender a comparação a nível nacional.

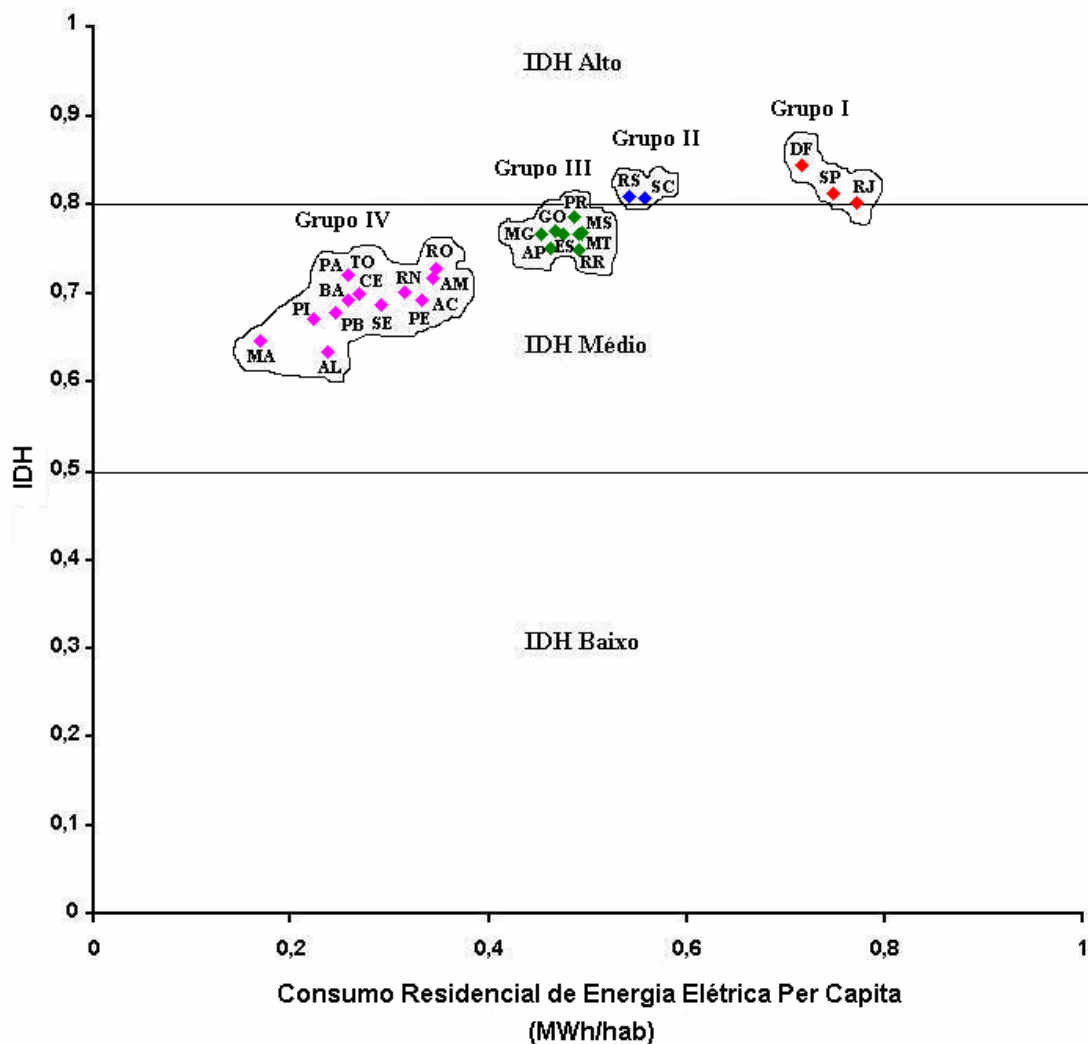


Figura 19: Correlação entre o IDH e o consumo residencial per capita em 2000¹²⁵.
Fonte: Elaboração própria.

O grupo I é constituído pelos Estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Distrito Federal, tendo como característica um IDH alto ($0,8 \leq \text{IDH} \leq 1$) e um consumo residencial de energia elétrica per capita variando de 0,717 a 0,771 MWh. O grupo II é formado pelos Estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina, sendo caracterizado por apresentar um IDH alto e um consumo residencial de energia elétrica per capita entre 0,542 e 0,558 MWh. O grupo III é constituído pelos Estados do Paraná, Goiás, Mato Grosso do Sul,

¹²⁵ AC: Acre, AL: Alagoas, AM: Amazonas, AP: Amapá, BA: Bahia, CE: Ceará, DF: Distrito Federal, ES: Espírito Santo, GO: Goiás, MA: Maranhão, MT: Mato Grosso, MS: Mato Grosso do Sul, MG: Minas Gerais, PA: Pará, PB: Paraíba, PR: Paraná, PE: Pernambuco, PI: Piauí, RJ: Rio de Janeiro, RN: Rio Grande do Norte, RS: Rio Grande do Sul, RO: Rondônia, RR: Roraima, SC: Santa Catarina, SP: São Paulo, SE: Sergipe e TO: Tocantins.

Mato Grosso, Roraima, Espírito Santo, Amapá, Minas Gerais. Sua característica é um IDH médio ($0,5 \leq \text{IDH} < 0,8$) e um consumo residencial de energia elétrica per capita variando de 0,452 a 0,494 MWh. O grupo IV é formado pelos Estados Rondônia, Amazonas, Acre, Pernambuco, Rio Grande do Norte, Tocantins, Pará, Ceará, Sergipe, Paraíba, Bahia, Piauí, Alagoas e Maranhão. Esse grupo apresenta como característica um IDH médio e um consumo residencial de energia elétrica per capita variando de 0,168 a 0,346 MWh.

Na zona rural paraense, a grande parte dos domicílios ainda continua sem acesso ao serviço público de energia elétrica. Em 1999, o Pará possuía o mais baixo percentual de domicílios rurais com acesso à energia elétrica do País (Figura 20).

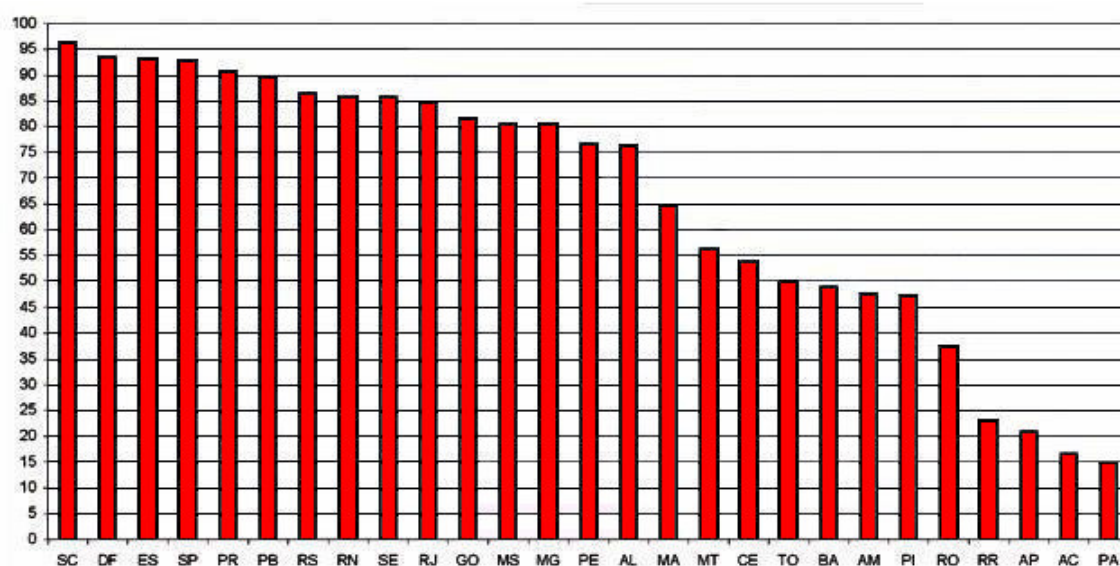


Figura 20: Percentual dos domicílios rurais eletrificados no Brasil.

Fonte: ANEEL (2001).

O setor rural paraense também apresenta um quadro de acesso à energia elétrica vergonhoso, que vem se perpetuando ao longo dos anos, uma vez que o acesso dos estabelecimentos rurais à energia elétrica continua sendo um dos mais baixos do País (Tabela 22).

Tabela 22: Estabelecimentos rurais com energia elétrica no Brasil¹²⁶.

	1975			1985			1995-96		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
BRASIL	4993247	335742	6,72	5801809	978862	16,87	4859865	1895095	38,99
REGIÃO NORTE	337207	1344	0,40	543713	5144	0,95	446175	47394	10,62
Rondônia	25483	65	0,26	80615	696	0,86	76956	18096	23,51
Acre	25001	43	0,17	35049	176	0,50	23788	2896	12,17
Amazonas	92741	501	0,54	116302	779	0,67	83289	5081	6,10
Roraima	3019	52	1,72	6389	183	2,86	7476	1276	17,07
Pará	186954	653	0,35	253222	2184	0,86	206404	14500	7,03
Amapá	4009	30	0,75	4816	129	2,68	3349	569	16,99
Tocantins				47320	997	2,11	44913	4976	11,08
REGIÃO NORDESTE	2351415	24927	1,06	2798239	113338	4,05	2326413	462204	19,87
Maranhão	496737	733	0,15	531413	4203	0,79	368191	22152	6,02
Piauí	216704	510	0,24	270443	3043	1,13	208111	14979	7,20
Ceará	251650	3975	1,58	324278	23328	7,81	339602	96366	28,38
Rio Grande do Norte	104842	1198	1,14	115736	8227	7,11	91376	31081	34,01
Paraíba	199987	2989	1,49	203277	11113	5,47	146539	58557	39,96
Pernambuco	316563	7445	2,35	356041	23120	6,49	258630	95159	36,79
Alagoas	115575	1659	1,44	142774	5909	4,14	115064	27044	23,50
Sergipe	101234	2582	2,55	115271	12025	10,43	99774	26879	26,94
Bahia	548123	3836	0,70	739006	20370	2,76	699126	89987	12,87
REGIÃO SUDESTE	878684	133310	15,17	993978	311744	31,36	841661	520617	61,86
Minas Gerais	463515	42959	9,27	551488	114491	20,76	496677	270268	54,42
Espírito Santo	60585	8331	13,75	69140	26024	37,64	73288	56487	77,08
Rio de Janeiro	76235	12837	16,84	91280	21068	23,08	53680	30830	57,43
São Paulo	278349	69183	24,85	282070	150161	53,24	218016	163032	74,78
REGIÃO SUL	1156576	168292	14,55	1198542	510999	42,64	1003180	739053	73,67
Paraná	478452	27553	5,76	466397	127762	27,39	369875	258596	69,91
Santa Catarina	206503	55111	26,69	234973	155964	66,38	203347	170602	83,90
Rio Grande do Sul	471621	85628	18,16	497172	227273	45,71	429958	309855	72,07
REGIÃO CENTRO-OESTE	269365	7869	2,92	267337	37637	14,08	242436	125827	51,90
Mato Grosso do Sul	57853	2124	3,67	54631	11370	20,81	49423	29498	59,68
Mato Grosso	56118	535	0,95	77921	3973	5,10	78763	25260	32,07
Goiás	153535	4954	3,23	131365	20552	15,64	111791	68777	61,52
Distrito Federal	1859	256	13,77	3420	1742	50,94	2459	2292	93,21

Fonte: IBGE (1979, 1991 e 1998).

Em 1975, o Pará possuía cerca de 187 mil estabelecimentos rurais. Desse total, apenas 653 (0,35%) tinham acesso à energia elétrica, porém nenhum deles era atendido pela CELPA (CELPA, 2002a). Nesse ano, esse Estado apresentou o quinto mais baixo percentual de estabelecimentos rurais com eletricidade do País. Em 1985, o número de estabelecimentos passou para cerca de 253,2 mil. Desse total, apenas 2184 (0,86%) tinham acesso à energia elétrica, sendo que o número de consumidores da CELPA era de 560 (CELPA, 2002a), indicando que apenas 0,22% dos estabelecimentos rurais tinha acesso ao serviço público de energia elétrica, enquanto o restante gerava eletricidade para consumo próprio ou a adquiria de terceiros. Em comparação com as outras unidades da federação, o Pará apresentava o quarto mais baixo percentual de estabelecimentos rurais com energia elétrica do Brasil. Entre 1995 e 1996, o número de estabelecimentos rurais foi reduzido para cerca de 206,4 mil. Desse total, 14.500 (7,03%) tinham eletricidade, dos quais 3.828

¹²⁶ As letras A, B e C correspondem, respectivamente, aos estabelecimentos rurais totais, aos informantes com energia elétrica e ao percentual de estabelecimentos rurais com eletricidade.

consumidores rurais eram atendidos pela CELPA, indicando que apenas 1,85% dos estabelecimentos rurais tinha acesso ao serviço público de energia elétrica. Em comparação com as outras unidades da federação, o percentual de estabelecimentos rurais com energia elétrica no Pará era maior apenas que os observados nos Estados do Amazonas e Maranhão.

Cabe ressaltar que o quadro de exclusão do acesso à energia elétrica na zona rural paraense só não é mais grave, porque o número de estabelecimentos rurais sofreu uma redução de 18,5% entre 1985 e 1995-96.

O número de consumidores rurais atendidos pela CELPA tem aumentado em um ritmo acelerado. Entre 1996 e 2003, ele passou de 3.828 para 14.559 (CELPA, 2002a e 2004), correspondendo a uma taxa anual de crescimento de 21%. Entretanto, esse crescimento ainda não tem sido suficiente para fazer com que o Pará apresente um percentual de estabelecimentos rurais com acesso à energia elétrica pelo menos igual à média regional.

O que tem sido observado ao longo dos anos, no entanto, é um distanciamento em relação ao percentual regional. Portanto, o acesso dos estabelecimentos rurais à energia elétrica no Pará está crescendo de forma mais lenta do que em outros Estados da Região Norte. Entre 1975 e 1995-96, o crescimento dos estabelecimentos rurais com acesso à energia elétrica no território paraense superou apenas o percentual de crescimento do Estado do Amazonas.

CAPÍTULO IV

OS ELEMENTOS QUE POTENCIALIZAM A DINÂMICA EXCLUDENTE DO SISTEMA ELÉTRICO PARAENSE

Nunca é demais lembrar que a função dos sistemas elétricos consiste em fornecer energia elétrica para atender as demandas das sociedades e que essa função está condicionada à obtenção de lucro em economias capitalista; afinal, as concessionárias possuem acionistas que anseiam por uma remuneração satisfatória sobre o capital investido por eles nas mesmas. Em função disso, tem-se argumentado que a maximização torna a dinâmica de expansão dos sistemas elétricos excludente por natureza, pois nem sempre será possível obter lucro no fornecimento do serviço público de energia elétrica, uma vez que existem situações em que o custo do atendimento é maior que a receita obtida através dele.

No Pará, a fisiografia adversa, a expansão demográfica acelerada, a maximização do lucro na oferta de eletricidade, a crise econômico-financeira da CELPA, a preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado, os elevados custos e tarifas da energia elétrica, a omissão e a ineficiência do poder público e o descaso para com a eletrificação rural formam um contexto que tem potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense, dificultando a elevação dos índices de atendimento elétrico nesse Estado.

A conclusão que se chega a partir dessa observação é que a universalização do serviço público de energia elétrica no território paraense só terá êxito, caso esses elementos e seus efeitos negativos sobre os índices de atendimento elétrico estejam devidamente identificados, pois isso facilita a elaboração de políticas energéticas mais eficientes. Por essa razão, este capítulo procura, através de uma análise detalhada dos referidos elementos,

compreender como eles têm contribuído para manter relativamente baixos os índices de atendimento elétrico no Pará.

4.1 A fisiografia adversa

O Pará possui uma área em torno de 1,25 milhão de km², que corresponde a 14,7% do território nacional. Essa vasta extensão territorial faz com que esse Estado apresente uma densidade demográfica muito baixa, mesmo considerando que sua população é a nona maior do País.

Em 2003, a densidade demográfica no território paraense estava em 5,3 habitantes por km², sendo maior apenas que as densidades demográficas dos Estados do Tocantins, Acre, Amapá, Mato Grosso, Amazonas e Roraima. A Figura 21 mostra que a densidade demográfica é maior nas mesorregiões localizadas na porção oriental do Estado, entre as quais destaca-se a Metropolitana de Belém, com 322,6 habitantes por km². Por outro lado, as mesorregiões do Baixo Amazonas e Sudoeste Paraense apresentam densidades demográficas abaixo de 2 habitantes por km².

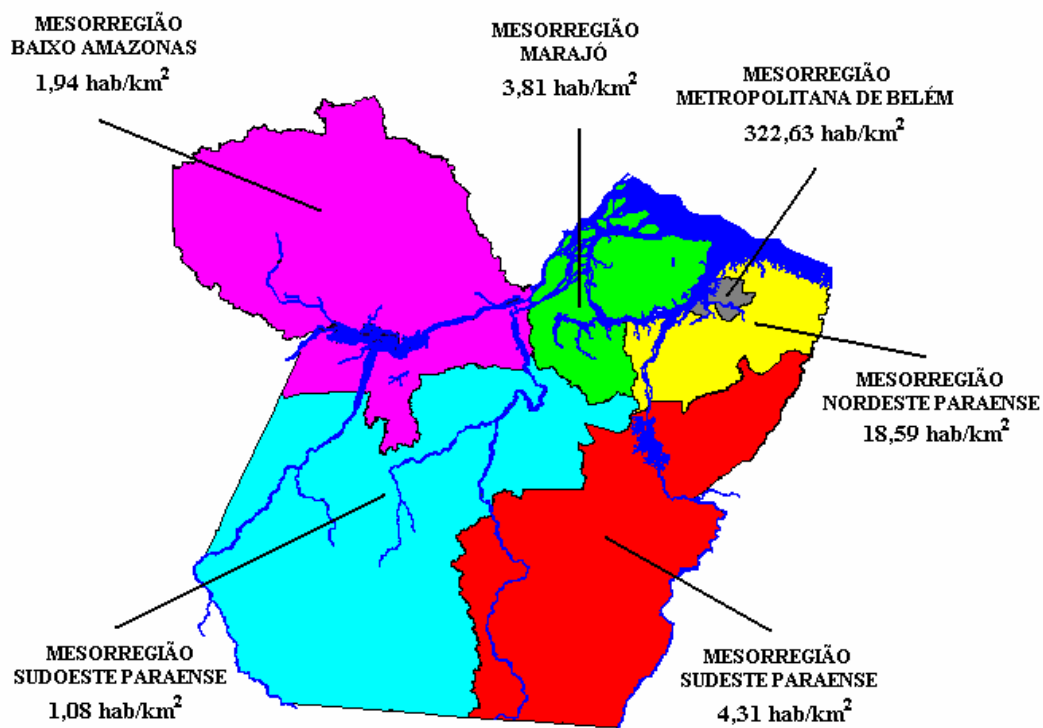


Figura 21: Densidade demográfica nas mesorregiões do Estado do Pará em 2003.

Fonte: Elaboração própria.

A densidade demográfica é um critério utilizado pelas concessionárias para determinar o acesso da população ao serviço público de energia elétrica. Em áreas onde ela é baixa, as demandas são geralmente pequenas, o que dificulta ou inviabiliza o retorno dos investimentos realizados na construção de redes de transmissão e distribuição muito longas.

O TRAMOESTE serve como exemplo dos altos custos envolvidos para atender os municípios localizados a grandes distâncias das áreas de geração centralizada, uma vez que a interligação dos doze municípios do oeste paraense à hidrelétrica de Tucuruí exigiu um investimento total em torno de US\$ 243 milhões.

A existência de extensa cobertura florestal e de grandes bacias hidrográficas também dificulta o atendimento elétrico no Pará, porque também elevam os custos das redes de transmissão e distribuição.

Apesar de ter mais de 30% do seu território alterado por atividades antrópicas, esse Estado ainda possui uma extensa área de floresta, onde se destaca a floresta densa. Essas áreas servem como uma barreira natural para o atendimento das demandas da população, porque dificultam a expansão das redes elétricas.

Outra barreira é a elevada densidade hidrográfica (Figura 22), pois o território paraense é drenado por três bacias hidrográficas, onde é comum a presença de rios largos e caudalosos, difíceis de serem transpostos pelas redes de transmissão e distribuição.



Figura 22: A rede hidrográfica do Estado do Pará.

Fonte: Elaborada a partir do Sistema de Informações Georrefenciadas do Estado do Pará – SIGIEP (SEINFRA, 2002).

O projeto Calha Norte é um bom exemplo, porque para interligar os municípios localizados na margem esquerda do rio Amazonas à hidrelétrica de Tucuruí, através de cabos subaquáticos, será necessário um investimento em torno de US\$ 34 milhões (O LIBERAL ON LINE, 08/06/2003).

Essa linha atravessará o rio Amazonas por um trecho mais estreito, tendo uma extensão em torno de 41 km, dos quais cerca de 3 km serão constituídos por cabos subaquáticos. Portanto, cada quilômetro construído terá um custo em torno de US\$ 829.3 mil, portanto, muito mais elevado do que o custo do TRAMOESTE.

A hidrografia também interfere nos custos do atendimento elétrico de pequenas comunidades rurais. No início de janeiro de 2004, a CELPA conectou à rede elétrica as comunidades de São João dos Ramos e São Miguel, no município de São Caetano de Odivelas. A utilização de 1,5 km de cabos subaquáticos foi a principal peculiaridade desse atendimento. Foram investidos cerca de US\$ 235.2 mil na rede de distribuição, sendo que o custo de instalação dos cabos subaquáticos correspondeu a 68,5% desse total (DIÁRIO DO PARÁ, 10/01/2004).

O custo médio desse atendimento ficou em torno de US\$ 29.4 mil por quilômetro, sendo que o custo do quilômetro do cabo subaquático ficou em US\$ 107.4 mil. Para efeito de comparação, a rede elétrica construída pelo programa LUZ NO CAMPO no território paraense teve um custo médio de US\$ 5.28 mil por quilômetro.

Em certos casos, mesmo quando é possível atravessar os rios com as linhas de transmissão convencionais, torna-se necessário introduzir modificações nos elementos que compõem a rede para realizar o atendimento elétrico. Por exemplo, para atravessar o rio Tapajós e interligar o município de Itaituba à hidrelétrica de Tucuruí, duas grandes torres tiveram que ser construídas, sendo que a maior delas possuía 165 metros de altura. Em agosto de 1999, essa torre desabou (O LIBERAL ON LINE, 11/08/1999), revelando toda a complexidade envolvida na construção de redes de transmissão no território paraense.

O potencial hidrelétrico no Pará está localizado predominantemente nas regiões onde o relevo é mais acentuado, portanto, distante dos centros de consumo situados na região de planície. Isso significa que para atender esses centros consumidores, torna-se necessário construir extensas linhas de transmissão (Tabela 23).

Tabela 23: Alguns trechos de redes de transmissão no Estado do Pará.

Trechos	Extensão (km)	Situação
Tucuruí – Belém	324	Em operação
Tucuruí – Barcarena	272	Em operação
Tucuruí – Viseu	631	Em operação
Tucuruí – Santarém	830	Em operação
Tucuruí – Faro	1157	Planejada

Fonte: Elaboração própria.

Essas características fisiográficas tendem a dificultar o atendimento elétrico da população paraense, porque os custos das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica tendem a ser mais elevados do que em muitas outras unidades da federação.

4.2 A expansão demográfica acelerada

Se em um determinado período de tempo a proporção entre o crescimento percentual de consumidores residenciais e de domicílios particulares permanentes for maior que uma unidade, o índice de atendimento elétrico aumentará. Se ela for menor que uma unidade, esse índice será reduzido. Caso essa proporção seja igual a uma unidade, ele permanecerá inalterado¹²⁷.

Particularmente em relação à dinâmica demográfica, o número de domicílios tende a crescer quando há uma expansão da população. Porém, isso não é uma regra fixa, pois o número de habitantes pode permanecer inalterado ou mesmo diminuir e o número de domicílios aumentar, desde que ocorra um processo de fragmentação de famílias maiores para famílias menores e estas estejam dispostas a residir em novos domicílios.

Entre 1895 e 2003, a população paraense passou de 349,1 mil habitantes para 6,57 milhões de habitantes (Figura 23), dobrando mais de 17 vezes nesse período, em função de uma taxa média de crescimento de 2,76% por ano. Por outro lado, o número de domicílios particulares permanentes também cresceu em ritmo acelerado nesse período, passando de 58,3 mil para 1,4 milhão, registrando uma taxa média de crescimento de 3,01% por ano.

¹²⁷ Isso acontece porque para o cálculo desse índice se utiliza uma equação na qual o número de domicílios permanentes aparece como numerador e o número de consumidores residenciais, como denominador.

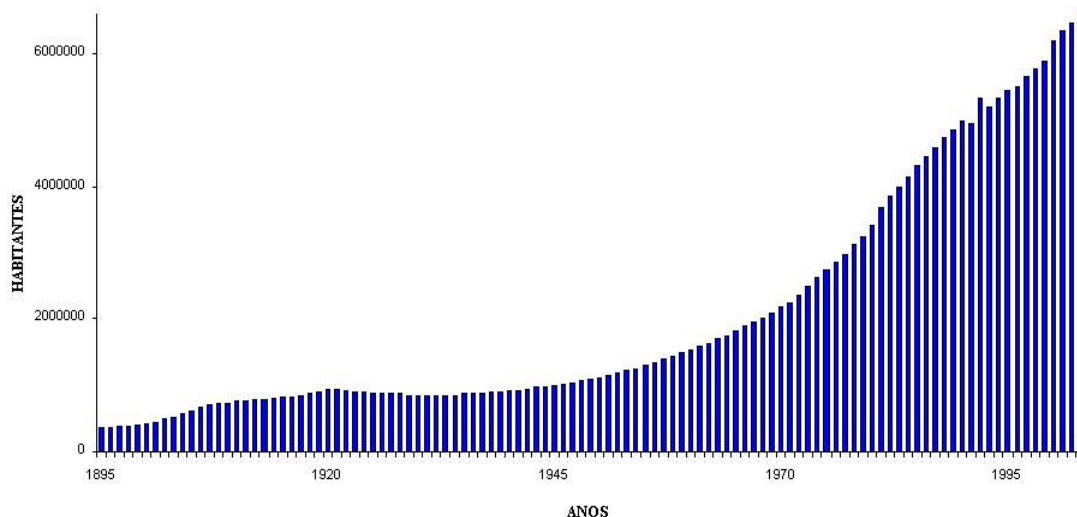


Figura 23: A evolução da população no Estado do Pará entre 1895 e 2003.

Fontes: MAIC (1916 e 1926); IBGE (1952, 1954, 1967b, 1973, 1983, 1994, 2003a, 2003b e 2004b) e estimativa própria¹²⁸.

Nas últimas onze décadas, dois períodos de expansão e um de retração demográfica foram observados no Pará. Os dois primeiros têm relação com o ciclo da borracha e com a implementação de políticas de desenvolvimento regional, enquanto o último foi produzido pelo colapso da economia da borracha.

O primeiro período de expansão demográfica provavelmente iniciou-se por volta de 1850, com o ciclo da borracha, e foi encerrado em 1920, tendo apresentado três etapas distintas, em função das taxas de crescimento populacional observadas. Nesse período, a população passou de 254,9 mil para 953,1 mil habitantes.

Entre 1850 e 1890, a taxa de crescimento populacional foi relativamente pequena, ficando em 0,6% por ano. De 1890 a 1907, a população paraense cresceu em ritmo bastante acelerado, com uma taxa de 5,1% por ano. A partir de 1907 até 1920, houve uma desaceleração do ritmo de expansão demográfica, pois a taxa de crescimento populacional foi reduzida para 2,26% por ano nesse período.

As políticas de atração de imigrantes, implementadas com o objetivo de dispor de mão-de-obra para a extração da borracha e produção agrícola, bem como para a construção

¹²⁸ A população dos municípios atualmente pertencentes ao Estado do Amapá foi excluída para evitar distorções. A estimativa da população foi realizada a partir de curvas de tendência a partir das informações fornecidas pelo MAIC e IBGE.

de infra-estrutura, foram as principais responsáveis pelo crescimento populacional acelerado observado a partir de 1890.

A Figura 24 mostra a distribuição espacial das taxas de crescimento populacional referente à última etapa desse período. Nela é possível observar que embora predominem taxas de crescimento superiores a 2% por ano, muitos municípios, incluindo Belém, já apresentavam um quadro de retração populacional, devido à crise econômica iniciada em 1910.

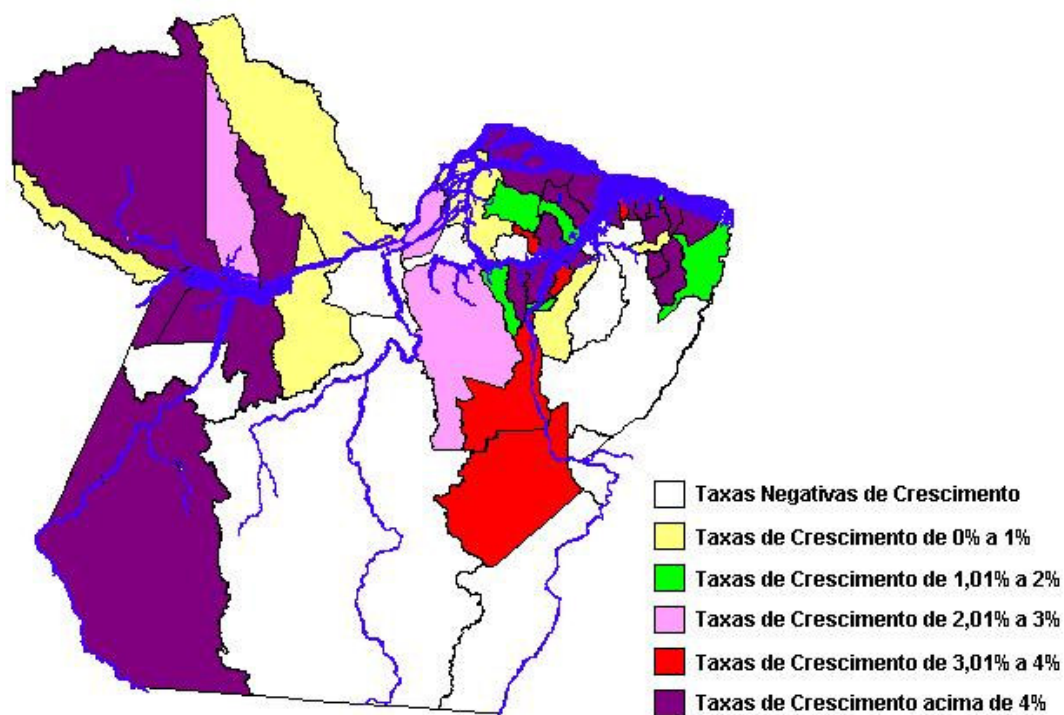


Figura 24: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1910 e 1920.

Fonte: Elaborado a partir de informações do MAIC (1916 e 1926).

O período de retração demográfica, provocado pelo colapso do ciclo da borracha, estendeu-se de 1921 a 1931. A taxa de crescimento populacional ficou em -0,97% por ano. Como resultado, a população paraense foi reduzida para 856 mil habitantes no final desse período.

A Figura 25 mostra que mais da metade dos municípios existentes entre 1920 e 1940 apresentou taxas negativas de crescimento populacional, dando uma idéia do que foi esse período de retração¹²⁹.

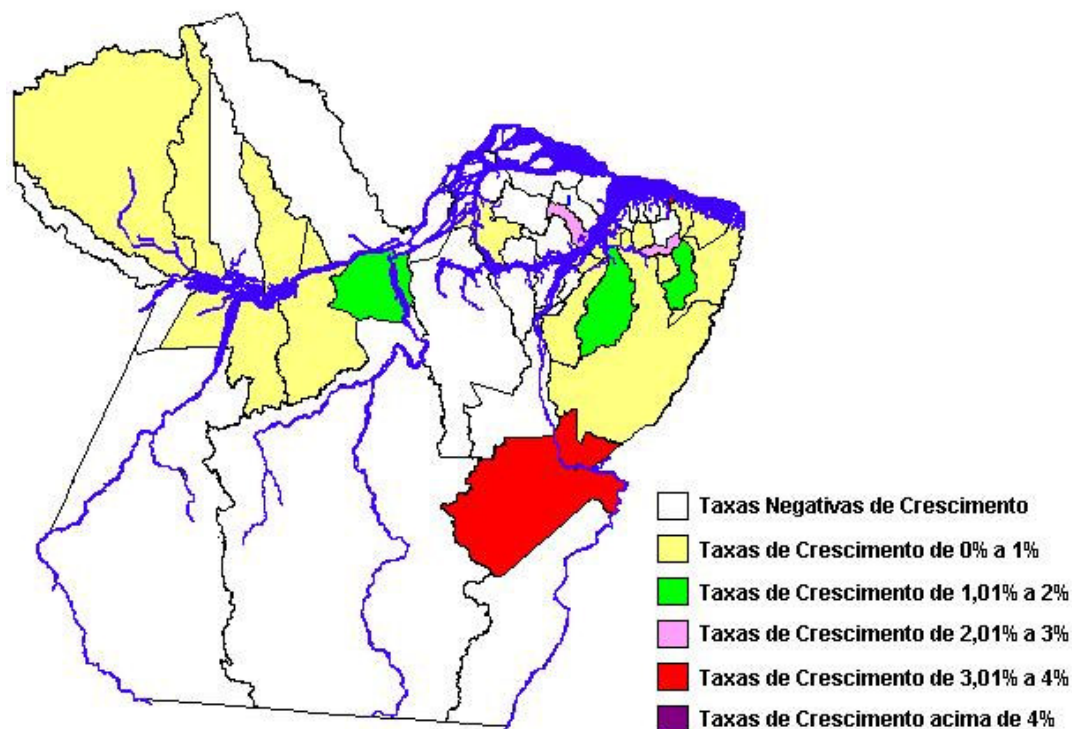


Figura 25: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1920 e 1940.
Fonte: Elaborado a partir de informações do MAIC (1926) e do IBGE (1952).

O segundo período de expansão demográfica iniciou-se no começo da década de 1930 e estende-se até os dias atuais. Esse período apresenta quatro etapas distintas de crescimento populacional.

A primeira delas estendeu-se de 1932 a 1938, tendo sido caracterizada pela retomada do crescimento populacional, porém com uma taxa relativamente baixa. Entre 1931 e 1938, ela ficou em 0,56% por ano.

De 1939 a 1970, a população paraense cresceu em um ritmo mais acelerado, com uma taxa de 2,87% por ano, caracterizando a segunda etapa desse período de expansão demográfica.

¹²⁹ Essa figura é mascarada pelas taxas positivas de crescimento populacional, que começaram a ser observadas a partir de 1932, uma vez que ela compreende ao período de 1920 e 1940. Entretanto, ela está sendo apresentada porque esse mascaramento não é tão significativo.

A Figura 26 ilustra o comportamento da dinâmica demográfica entre 1940 e 1970. Nesse período, o crescimento populacional foi bastante influenciado pela atuação do governo federal como indutor do desenvolvimento regional, através de uma política de ocupação, expansão da produção e ampliação da infra-estrutura dos Estados amazônicos, em decorrência do receio de internacionalização da Amazônia.

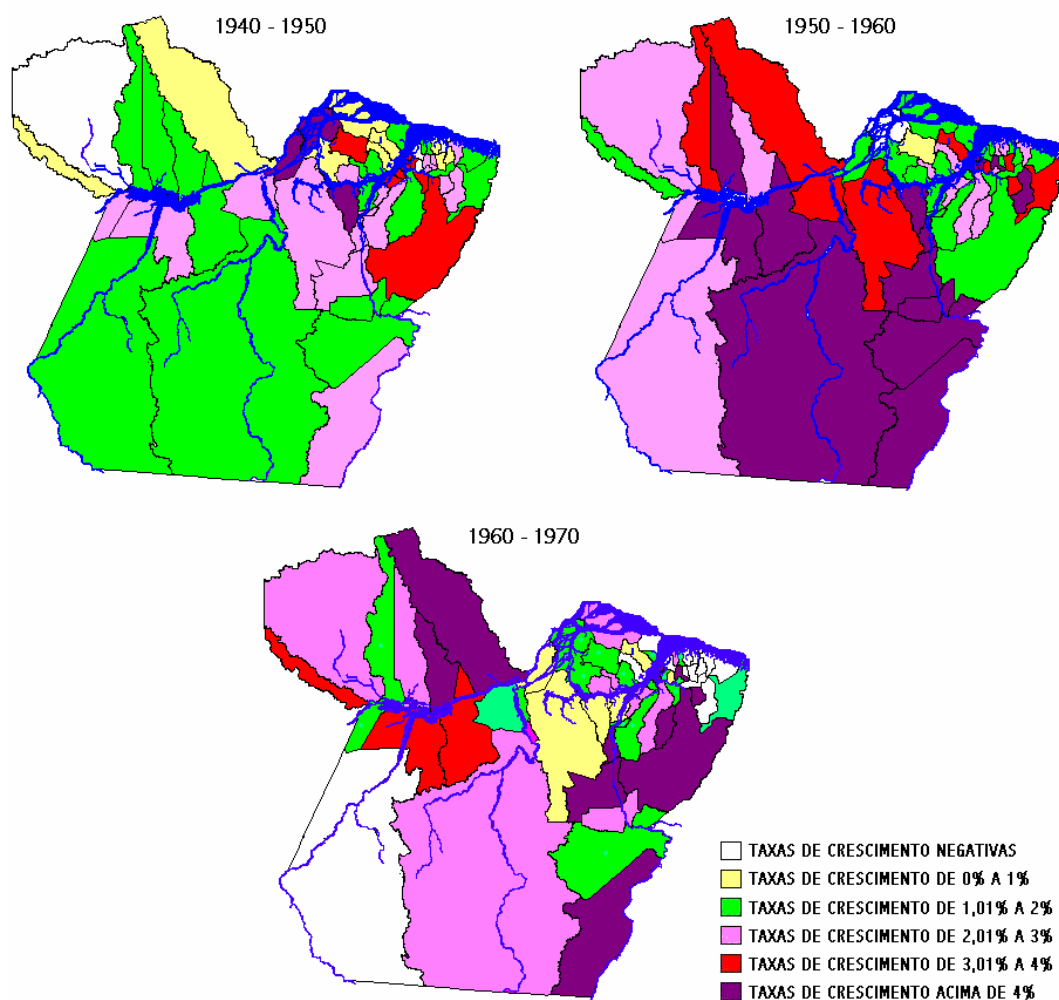


Figura 26: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1940 e 1970.
Fonte: Elaborada a partir de informações do IBGE (1952, 1954 e 1973).

A terceira etapa estendeu-se até o início da década de 1980. Entre 1970 e 1981, a taxa anual de crescimento populacional ficou em 4,98%. Portanto, mais de dois pontos percentuais acima daquela verificada na etapa anterior.

A Figura 27 ilustra o comportamento da dinâmica demográfica nessa etapa, intensificada pela estratégia de transformar a Amazônia em uma região produtora e fornecedora de alimentos e matérias-primas para o mundo, que promoveu a implantação de pólos de desenvolvimento agrominerais e a abertura de grandes rodovias federais no território paraense.

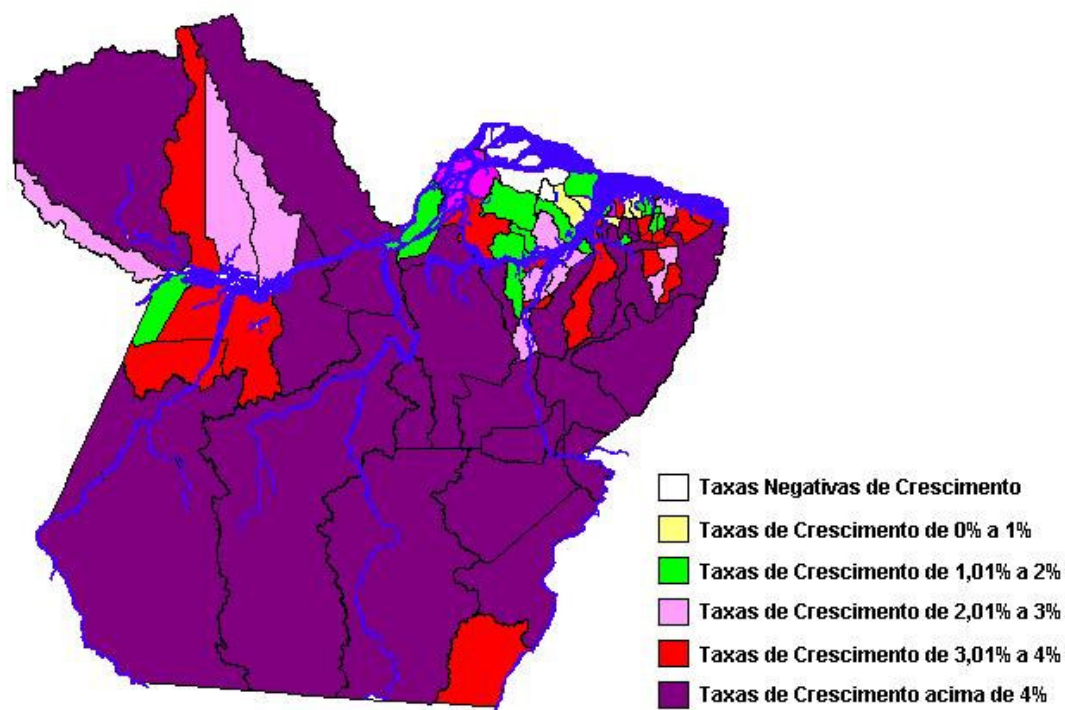


Figura 27: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1970 e 1980.
Fonte: Elaborado a partir de informações do IBGE (1973 e 1983).

A última etapa estende-se até os dias atuais, sendo caracterizada por uma contínua desaceleração da dinâmica demográfica. Entre 1980 e 2003, a taxa de crescimento populacional ficou em 2,9% por ano, isto é, menos de dois pontos percentuais abaixo daquela verificada na etapa anterior.

A crise que se instalou na economia brasileira na década de 1980, em decorrência dos aumentos do preço do petróleo, da elevação das taxas de juros internacionais, do descontrole inflacionário, do desequilíbrio da balança comercial, reduziu consideravelmente os investimentos realizados pela União em projetos de desenvolvimento regional. Posteriormente, a política de austeridade econômica consolidou essa tendência.

Como resultado desse contexto, a oferta de empregos no Pará foi reduzida, desestimulando a migração para esse Estado. Esse contexto é o principal responsável pela desaceleração da dinâmica demográfica que tem sido observada desde o início da década de 1980 (Figura 28).

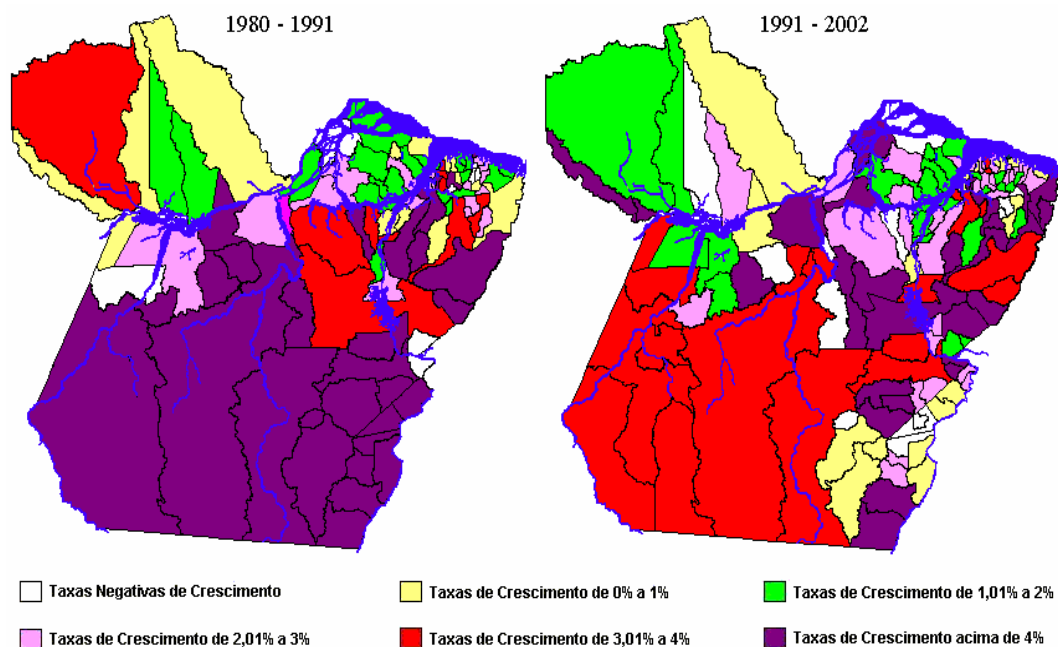


Figura 28: Taxas de crescimento populacional no Estado do Pará entre 1980 e 2002.
Fonte: Elaborado a partir de informações do IBGE (1983, 1993, 1994 e 2004b).

Embora a escassez de informação não permita que se analise mais detalhadamente o impacto negativo da expansão demográfica acelerada sobre o índice de atendimento elétrico domiciliar no Pará, ele é facilmente perceptível.

A Figura 29 mostra que o incremento anual de novos domicílios permanentes foi, com algumas exceções, sempre maior que o incremento anual de novos consumidores residenciais. Isso explica porque ainda existe um número significativo de domicílios permanentes sem atendimento elétrico nesse Estado.

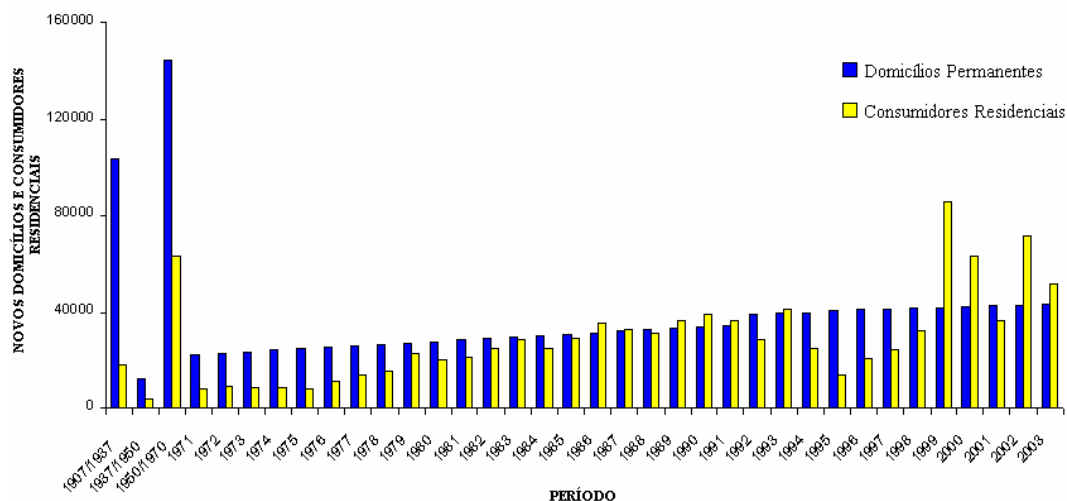


Figura 29: Incremento anual de domicílios permanentes e consumidores residenciais.
Fonte: Elaboração própria.

Entre 1907 e 1937¹³⁰, os consumidores residenciais passaram de 1.570 (MONTENEGRO, 1908) para 19.551 (IBGE, 1941)¹³¹, enquanto os domicílios particulares permanentes passaram de 89,4 mil para 192,9 mil. O índice de atendimento elétrico passou de 0,0176 (1,76%) para 0,1013 (10,13%). Esse aumento é confirmado pela proporção entre o crescimento percentual de consumidores residenciais e de domicílios particulares permanentes, uma vez que ela ficou em 9,9 nesse período. Contudo, a população sem atendimento elétrico passou de 699,8 mil para 791,6 mil habitantes.

Esse crescimento no número de habitantes sem acesso ao serviço público de energia elétrica ocorreu porque as concessionárias de energia elétrica conseguiram levar o serviço público de energia elétrica, em média, para uma população 2.258 habitantes por ano, porém o incremento médio populacional foi de 5.616 habitantes por ano nesse período.

Em 1970, o número de consumidores residenciais dobrou mais de quatro vezes em relação a 1937, chegando a 86.700 (CELPA, 2002a), enquanto o de domicílios particulares

¹³⁰ A escassez de informação sobre o número de consumidores residenciais não permite que se analise separadamente a evolução do índice de atendimento elétrico domiciliar nos dois primeiros períodos que caracterizaram a dinâmica demográfica paraense.

¹³¹ Os dados do IBGE devem incluir consumidores residenciais dos municípios que atualmente pertencem ao Estado do Amapá. Portanto, em decorrência da metodologia utilizada, onde esses municípios são excluídos para evitar distorções, esse número de consumidores está sobredimensionado. Isso torna os índices de atendimento elétrico mais elevados. Entretanto, esse sobredimensionamento é provavelmente pequeno, uma vez que dos trinta e quatro municípios atendidos pelo serviço público de energia elétrica, somente Belém concentrava 16.641 consumidores residenciais, em 1937. Por essa razão e pelo fato de não se ter acesso às informações dos consumidores residenciais por município, essa informação é utilizada.

permanentes dobrou apenas uma vez, chegando a 349,5 mil. O índice de atendimento elétrico passou para 0,2481 (24,81%). A proporção entre o crescimento percentual de consumidores residenciais e de domicílios particulares permanentes ficou em 4,2 entre 1937 e 1970, indicando que o aumento do número de consumidores residenciais foi proporcionalmente menor que aquele observado no período anterior. A população sem acesso ao serviço público de energia elétrica passou para 1,6 milhão de habitantes.

Embora o número de habitantes atendidos pela CELPA tenha quintuplicado nesse período em relação ao anterior, pois essa concessionária conseguiu levar o serviço público de energia elétrica, em média, para 12,2 mil habitantes por ano, a acelerada expansão demográfica proporcionou um incremento médio de 39 mil habitantes por ano, o que explica o aumento considerável da população sem atendimento elétrico.

Esse quadro agravou-se ainda mais, pois a população sem acesso ao serviço público de energia elétrica chegou a 2,2 milhões de habitantes em 1980. Nesse ano, existiam 212.742 consumidores residenciais (CELPA, 2002a) e 598,8 mil domicílios particulares permanentes no território paraense. O índice de atendimento elétrico domiciliar estava em 0,3553 (35,53%). A proporção entre o crescimento percentual de consumidores residenciais e de domicílios particulares permanentes ficou em 2,04 entre 1970 e 1980, sendo a mais baixa entre todos os períodos analisados.

A população sem atendimento elétrico aumentou significativamente, porque a concessionária conseguiu atender em média 60 mil habitantes por ano, porém o incremento médio populacional chegou a 123,6 mil habitantes por ano nesse período.

Em 2003, o número de domicílios particulares permanentes chegou a 1,44 milhão, enquanto o de consumidores residenciais, a 1.044.296 (CELPA, 2004). O índice de atendimento elétrico domiciliar passou para 0,7268 (72,68%). A proporção entre o crescimento percentual de consumidores residenciais e de domicílios particulares permanentes ficou em 2,8 entre 1980 e 2003. A população sem acesso ao serviço público de energia elétrica ficou em 1,8 milhão, ou seja, uma redução de 400 mil habitantes em relação a 1980.

A quebra da tendência de aumento da população sem atendimento elétrico está relacionada à combinação de três fatores: a desaceleração do ritmo de crescimento populacional, a obrigação de estender o serviço público de energia elétrica a todos os municípios paraenses imposta à CELPA pelo contrato de concessão e o aumento dos

investimentos na expansão do sistema elétrico que ocorreu depois da privatização dessa concessionária.

Entre 1980 e 2003, a CELPA conseguiu levar o atendimento elétrico em média para cerca de 155,2 mil habitantes por ano, enquanto o incremento médio populacional ficou em 138 mil habitantes por ano.

4.3 A maximização do lucro na oferta de eletricidade

As concessionárias sempre procurarão maximizar os lucros na prestação do serviço público de energia elétrica. Por essa razão, elas tendem a priorizar a eletrificação de áreas mais densamente habitadas, economicamente mais desenvolvidas e com uma melhor infraestrutura, pois essas áreas tendem a possibilitar o retorno do investimento realizado no atendimento elétrico. No Brasil, essa postura foi denominada de discriminação socioeconômica (DE GOUELLO, 1993).

Outras características, como a distância das demandas em relação às redes de transmissão e distribuição e o preconceito cultural, também são focos dessas posturas discriminatórias. Por exemplo, a SUDAM, em seu primeiro plano de desenvolvimento, deixou claro que só financiaria a construção de plantas de geração de grande porte nas áreas isoladas se as redes de transmissão fossem curtas (SUDAM, 1967). Por outro lado, o GRUPO EXECUTIVO DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE COOPERATIVAS (GEER) excluiu a Região Norte do I Plano Nacional de Eletrificação Rural, porque ela não apresentava “um movimento cooperativista organizado” (GEER, 1984, p.39).

As áreas pouco desenvolvidas, com baixa densidade populacional, com infraestrutura precária, distante das redes de transmissão e distribuição são geralmente excluídas do atendimento elétrico, porque nelas a população geralmente possui renda relativamente baixa, o que limita o crescimento do consumo de energia elétrica e dificulta o pagamento das tarifas de eletricidade, a demanda é relativamente pequena e os custos envolvidos no atendimento são mais elevados.

Quando o poder público financia o atendimento elétrico, a discriminação socioeconômica torna-se uma consequência da escassez dos recursos e das perspectivas eleitorais. Dessa forma, as áreas densamente mais habitadas, portanto, com peso maior no processo eleitoral, têm prioridade de acesso ao serviço público de energia elétrica.

No passado, era comum institucionalizar a discriminação socioeconômica. Por exemplo, a Lei nº 1.571, que tratou da elaboração do Plano Estadual de Eletrificação, bem

como da criação da Comissão Estadual de Energia (CEE) no Pará, estabeleceu como uma das finalidades dessa comissão a execução de programas de eletrificação, com o objetivo de melhorar o fornecimento de energia elétrica para as primeiras cidades e áreas rurais com maior densidade populacional (CEE, s.d.).

Atualmente, a discriminação socioeconômica aparece de forma mais sutil. Por exemplo, a Região Norte, onde o índice de eletrificação rural é muito mais baixo do que em regiões, como o Sul e o Sudeste, foi contemplada com a menor parcela de recursos financiados pela ELETROBRÁS, através do programa LUZ NO CAMPO (Tabela 24).

Tabela 24: Recursos financeiros envolvidos no programa LUZ NO CAMPO¹³².

REGIÕES	RECURSOS TOTAIS	FINANCIAMENTO DA ELETROBRÁS	PERCENTUAL FINANCIADO PELA ELETROBRÁS
Norte	130.598.183	69.084.192	52,9
Nordeste	268.157.886	200.753.904	74,9
Centro-Oeste	126.074.294	88.198.702	70,0
Sudeste	171.803.477	105.111.131	61,2
Sul	103.978.718	69.890.294	67,2
Brasil	800.612.557	533.038.223	66,6

Fonte: ELETROBRÁS (2004).

A discriminação socioeconômica no Pará apresentou uma primeira fase na qual o atendimento elétrico ficou praticamente concentrado no município de Belém e em sua adjacência.

Em 1973, esse Estado possuía quarenta e cinco municípios com acesso ao serviço público de energia elétrica e trinta e oito não-atendidos.

A Tabela 25 mostra que a mesorregião Metropolitana de Belém era a maior beneficiada, pois seu índice de atendimento elétrico domiciliar estava em 0,6196 (61,96%). A segunda mesorregião mais bem atendida era o Baixo Amazonas, graças ao município de Santarém, que possuía índice de atendimento elétrico domiciliar de 0,1156 (11,56%). Portanto, muito abaixo daquele apresentado pela mesorregião Metropolitana de Belém. Nas mesorregiões Nordeste Paraense, Sudeste Paraense e Sudoeste Paraense, esse índice estava entre 0,0448 (4,48%) e 0,0528 (5,28%). A mesorregião do Marajó possuía o índice de atendimento elétrico domiciliar mais baixo do Estado.

¹³² Valores em dólar de 2004, convertidos pela cotação de US\$ 1 para R\$ 2,9878 de 20/02/2004.

Tabela 25: Índice de atendimento elétrico domiciliar no Estado do Pará em 1973.

REGIÕES	ÍNDICE DE ATENDIMENTO DOMICILAR
Mesorregião Baixo Amazonas	0,1156
Microrregião Óbidos	0,0687
Microrregião Santarém	0,1404
Microrregião Almerim	0,0292
Mesorregião Marajó	0,0269
Microrregião Portel	0,0196
Microrregião Furos de Breves	0,0218
Microrregião Arari	0,0383
Mesorregião Metropolitana de Belém	0,6196
Microrregião Belém	0,6851
Microrregião Castanhal	0,1338
Mesorregião Nordeste Paraense	0,0528
Microrregião Salgado	0,1032
Microrregião Bragantina	0,0711
Microrregião Cametá	0,0573
Microrregião Tomé-Açu	0,0126
Microrregião Guamá	0,0153
Mesorregião Sudoeste Paraense	0,0448
Microrregião Itaituba	0
Microrregião Altamira	0,0900
Mesorregião Sudeste Paraense	0,0474
Microrregião Tucuruí	0,0269
Microrregião Paragominas	0,0459
Microrregião São Félix do Xingu	0
Microrregião Parauapebas	Inexistente
Microrregião Marabá	0,1043
Microrregião Redenção	Inexistente
Microrregião Conceição do Araguaia	0,0114
Estado do Pará	0,2559

Fonte: Elaborada a partir de informações do IDESP (1974) e de estimativas próprias para o número de domicílios particulares permanentes.

Essa tabela também mostra que o atendimento elétrico privilegiou microrregiões específicas, caracterizadas por serem importantes centros urbanos. Como exemplo, mencionam-se as microrregiões Santarém, Belém, Castanhal, Salgado, Bragantina, Cametá, Altamira e Marabá.

Em relação à microrregião de Itaituba, a ausência de atendimento elétrico estava relacionada ao seu isolamento. Esse elemento também aparece como um dos responsáveis pelo baixo índice de atendimento elétrico domiciliar observado na mesorregião Marajó. Como ilustração, menciona-se que dez municípios dos dezesseis existentes nessa mesorregião não tinham acesso ao serviço público de energia elétrica.

A Tabela 26 mostra que a mesorregião Metropolitana de Belém possuía os melhores indicadores de desenvolvimento socioeconômico na época. Os índices de desenvolvimento humano (IDH) e de renda (IDR) de seus municípios e sua densidade demográfica eram os mais elevados em 1970.

Tabela 26: Alguns indicadores de desenvolvimento socioeconômico no Estado do Pará em 1970.

REGIÕES	MÉDIA DO IDH	MÉDIA DO IDR	DENSIDADE (HAB/KM ²)
Mesorregião Baixo Amazonas	0,353	0,187	0,86
Microrregião Óbidos	0,360	0,126	0,46
Microrregião Santarém	0,365	0,186	1,95
Microrregião Almerim	0,333	0,250	0,23
Mesorregião Marajó	0,303	0,165	1,85
Microrregião Portel	0,273	0,196	0,62
Microrregião Furos de Breves	0,295	0,164	3,32
Microrregião Arari	0,341	0,136	3,70
Mesorregião Metropolitana de Belém	0,410	0,257	112,59
Microrregião Belém	0,445	0,295	297,39
Microrregião Castanhal	0,375	0,220	19,06
Mesorregião Nordeste Paraense	0,351	0,186	7,84
Microrregião Salgado	0,421	0,173	24,05
Microrregião Bragantina	0,325	0,145	19,96
Microrregião Cametá	0,357	0,177	11,79
Microrregião Tomé-Açu	0,336	0,230	2,56
Microrregião Guamá	0,317	0,207	4,65
Mesorregião Sudoeste Paraense	0,362	0,233	0,11
Microrregião Itaituba	0,371	0,259	0,12
Microrregião Altamira	0,353	0,208	0,10
Mesorregião Sudeste Paraense	0,299	0,230	0,42
Microrregião Tucuruí	0,346	0,200	0,65
Microrregião Paragominas	0,316	0,295	0,54
Microrregião São Félix do Xingu	0,265	0,182	0,02
Microrregião Parauapebas	Inexistente	Inexistente	Inexistente
Microrregião Marabá	0,269	0,184	0,87
Microrregião Redenção	Inexistente	Inexistente	Inexistente
Microrregião Conceição do Araguaia	0,299	0,288	0,76
Estado do Pará	0,404	0,276	1,76

Fonte: Elaborada a partir de informações do IPEA (2004) e do IBGE (1973).

O baixo índice de atendimento elétrico domiciliar observado na mesorregião Marajó tem relação com seu contexto geográfico e com seu baixo estágio de desenvolvimento. Em 1970, por exemplo, as médias do IDH e do IDR eram de 0,303 e 0,165, respectivamente, enquanto a densidade demográfica não chegava a 2 habitantes por km². Além disso, a maior parte dos municípios dessa mesorregião localiza-se em um

contexto insular. A combinação desses fatores acabou transformando-a na principal vítima da primeira fase da discriminação socioeconômica.

A Tabela 27 mostra o estágio de desenvolvimento socioeconômico do Pará em 2000, com algumas mudanças significativas em relação a 1970, provocadas pela implantação dos pólos de desenvolvimento.

Tabela 27: Alguns indicadores de desenvolvimento socioeconômico no Estado do Pará em 2000.

REGIÕES	MÉDIA DO IDH	MÉDIA DO IDR	DENSIDADE (HAB/KM ²)
Mesorregião Baixo Amazonas	0,681	0,550	1,87
Microrregião Óbidos	0,668	0,503	0,96
Microrregião Santarém	0,676	0,520	4,57
Microrregião Almerim	0,698	0,628	0,63
Mesorregião Marajó	0,622	0,498	3,62
Microrregião Portel	0,584	0,476	2,12
Microrregião Furos de Breves	0,620	0,497	5,48
Microrregião Arari	0,662	0,522	4,05
Mesorregião Metropolitana de Belém	0,722	0,586	301,90
Microrregião Belém	0,744	0,623	591,24
Microrregião Castanhal	0,700	0,549	60,14
Mesorregião Nordeste Paraense	0,675	0,523	17,53
Microrregião Salgado	0,765	0,530	37,12
Microrregião Bragantina	0,650	0,526	37,82
Microrregião Cametá	0,674	0,502	21,91
Microrregião Tomé-Açu	0,661	0,550	8,66
Microrregião Guamá	0,624	0,508	12,54
Mesorregião Sudoeste Paraense	0,678	0,591	1,02
Microrregião Itaituba	0,676	0,577	1,04
Microrregião Altamira	0,680	0,606	1,00
Mesorregião Sudeste Paraense	0,700	0,598	4,00
Microrregião Tucuruí	0,670	0,582	7,55
Microrregião Paragominas	0,786	0,619	4,47
Microrregião São Félix do Xingu	0,704	0,639	0,74
Microrregião Parauapebas	0,690	0,600	6,63
Microrregião Marabá	0,660	0,560	10,76
Microrregião Redenção	0,707	0,620	7,83
Microrregião Conceição do Araguaia	0,684	0,569	3,19
Estado do Pará	0,723	0,629	4,94

Fonte: Elaborada a partir de informações do IPEA (2004) e do IBGE (2003a).

Pode-se observar que a mesorregião Metropolitana de Belém continuou a apresentar o melhor IDH do Estado, com 0,722. Seu IDR era de 0,586. Embora esse indicador tenha mais que dobrado em três décadas, ele foi o que menos cresceu entre as

mesorregiões, caindo para a terceira posição. Sua densidade demográfica continuou sendo a mais elevada no território paraense, com 301,9 habitantes por km².

A mesorregião Sudeste Paraense foi a que mais se desenvolveu entre 1970 e 2000. Seu IDH passou para 0,700, enquanto seu IDR, para 0,598. Em relação a esse último indicador, ele tornou-se o mais elevado no Pará. Sua densidade demográfica chegou a 4 habitantes por km². Esse quadro mostra que essa mesorregião foi a mais beneficiada pela implantação dos pólos de desenvolvimento.

A mesorregião Marajó continuou apresentando os piores índices de desenvolvimento socioeconômico. O IDH e o IDR dessa mesorregião passaram para 0,622 e 0,498, enquanto sua densidade demográfica chegou a 3,62 habitantes por km².

Uma nova fase da discriminação socioeconômica surgiu com a política de implantação dos pólos de desenvolvimento no território paraense. Essa fase promoveu a descentralização do atendimento elétrico, antes concentrado na mesorregião Metropolitana de Belém, para outras, onde eles foram implantados. Conseqüentemente, essa política penalizou as regiões que não foram seus alvos.

A Tabela 28 mostra que a mesorregião Sudeste Paraense consolidou-se como a segunda mais bem atendida do Pará, com índice de atendimento elétrico domiciliar de 0,5882 (58,82%). As microrregiões que mais contribuíram para elevar esse índice foram Redenção, Paragominas e Marabá. Por outro lado, a microrregião São Félix do Xingu apresentou o mais baixo índice de atendimento elétrico domiciliar, apesar de apresentar bons índices de desenvolvimento humano e de renda. Em parte isso ocorreu pelo seu isolamento. No caso da microrregião Conceição do Araguaia, tudo leva a crer que a emancipação de municípios e a formação da microrregião Redenção limitaram o crescimento do seu índice de atendimento elétrico domiciliar. A microrregião de Marabá também sofreu uma fragmentação, que deu origem a microrregião de Parauapebas. Entretanto, como o município de Marabá se consolidou como um importante centro urbano e industrial, essa fragmentação acabou tendo um efeito positivo em termos de atendimento elétrico.

Tabela 28: Índices de atendimento elétrico domiciliar no Estado do Pará em 2000.

REGIÕES	ÍNDICES DE ATENDIMENTO DOMICILAR
Mesorregião Baixo Amazonas	0,5187
Microrregião Óbidos	0,4536
Microrregião Santarém	0,5679
Microrregião Almerim	0,2900
Mesorregião Marajó	0,3457
Microrregião Portel	0,2703
Microrregião Furos de Breves	0,3232
Microrregião Arari	0,4275
Mesorregião Metropolitana de Belém	0,9343
Microrregião Belém	0,9519
Microrregião Castanhal	0,7831
Mesorregião Nordeste Paraense	0,5395
Microrregião Salgado	0,8107
Microrregião Bragantina	0,6226
Microrregião Cametá	0,4418
Microrregião Tomé-Açu	0,4048
Microrregião Guamá	0,4528
Mesorregião Sudoeste Paraense	0,4418
Microrregião Itaituba	0,4245
Microrregião Altamira	0,4556
Mesorregião Sudeste Paraense	0,5882
Microrregião Tucuruí	0,5453
Microrregião Paragominas	0,6067
Microrregião São Félix do Xingu	0,4069
Microrregião Parauapebas	0,5319
Microrregião Marabá	0,7573
Microrregião Redenção	0,6374
Microrregião Conceição do Araguaia	0,4552
Estado do Pará	0,6758

Fonte: Elaborada a partir de informações da CELPA (2002a) e do IBGE (2003a).

A mesorregião Metropolitana de Belém não perdeu sua importância econômica com a criação de pólos de desenvolvimento em outras regiões do Estado, mesmo porque no município de Barcarena foi instalado um pólo industrial de produção de alumínio. Além disso, por apresentar historicamente os melhores índices de atendimento elétrico, ela manteve-se como a mais bem atendida. A microrregião Castanhal foi a que apresentou maior crescimento em relação ao atendimento elétrico domiciliar entre 1973 e 2000.

Nas mesorregiões Sudoeste Paraense, Baixo Amazonas e Nordeste Paraense, o índice de atendimento elétrico domiciliar oscilou de 0,4418 (44,18%) a 0,5395 (53,95%). A mesorregião Marajó consolidou-se como a menos atendida em todo o território paraense.

4.4 A crise econômico-financeira da CELPA

O índice de atendimento elétrico domiciliar aumenta quando o incremento de novos consumidores residenciais é maior que o de novos domicílios particulares permanentes em um determinado período. Por essa razão, as concessionárias precisam estar em boa situação econômico-financeira para fazer os investimentos necessários no atendimento elétrico.

Ao longo da história do sistema elétrico paraense, algumas concessionárias não apresentaram essa condição. Por exemplo, no início do século XX, a Companhia de Luz Electrica Paraense apresentou sérias dificuldades para realizar a manutenção de sua planta de geração, o que comprometeu a qualidade do serviço fornecido por ela. Na primeira metade da década de 1960, a contenção tarifária adotada pelo governo estadual, as constantes desvalorizações da moeda nacional, a inflação, o aumento do preço do óleo combustível, reduziram a capacidade de investimento da FORLUZ, criando um quadro de constantes racionamentos de energia elétrica. Porém, nenhum desses eventos comprometeu tanto a elevação dos índices de atendimento elétrico no território paraense como a crise econômico-financeira que tem sido enfrentada pela CELPA.

No final da década de 1960, essa concessionária começou a atuar mais intensamente na expansão do sistema elétrico paraense, depois de desenvolver vários estudos. Em 1968, com forte apoio do governo federal, ela começou a construir a hidrelétrica de Curuá-Una.

O contexto de consolidação do controle estatal do sistema elétrico nacional favoreceu a expansão do sistema elétrico paraense, porque o aporte de recursos do governo federal, através de suas instituições e de seus programas de desenvolvimento regional, permitiu que a CELPA ampliasse a oferta de eletricidade e estendesse o atendimento elétrico para um maior número de habitantes no Pará, sem a necessidade de elevar as tarifas de energia elétrica.

Como resultado, essa concessionária acelerou as obras de construção da hidrelétrica Curuá-Una e iniciou a construção da termelétrica Tapanã I, no município de Belém, com potência total de 50 MW. Entre 1970 e 1978, as redes de transmissão e de distribuição foram ampliadas significativamente no Pará, passando de 1.920 km, com 862 km construídos no interior, para 3.562 km, com 1.772 km construídos no interior. Além disso, o número de consumidores totais passou de aproximadamente 101,3 mil para 226,1 mil entre 1970 e 1979 (CELPA, 2002a), crescendo a uma taxa de 9,3% por ano.

A forte expansão do sistema elétrico paraense nesse período sugere que o governo estadual negligenciou os efeitos do primeiro aumento do preço do petróleo sobre o equilíbrio econômico-financeira da CELPA, que possuía um parque gerador predominantemente térmico na época.

Entre 1970 e 1978, as obrigações de curto prazo da CELPA passaram de US\$ 19,5 milhões para US\$ 64,8 milhões, enquanto suas obrigações de longo prazo passaram de 23,6 milhões para 247,9 milhões. Sua receita total passou de US\$ 33,8 milhões para 156,2 milhões. Entretanto, uma mudança na composição da receita total dessa concessionária começou a ser observada a partir de 1977, uma vez que a participação do faturamento nessa receita passou de 94,4% para 68,7% nesse período (CELPA, 1971 e 1979). Isso ocorreu porque o governo federal começou a utilizar a tarifa de energia elétrica para conter o processo inflacionário.

O segundo aumento do preço do petróleo, a elevação das taxas de juros e a contenção tarifária não mudaram a postura do governo estadual em relação à expansão do sistema elétrico paraense. A transferência do controle das plantas de geração localizadas em Belém para a ELETRONORTE, a perspectiva de substituição dos derivados de petróleo pela energia elétrica, quando a hidrelétrica de Tucuruí entrasse em operação, a política de subsídio e o suporte financeiro do governo federal sustentaram a decisão do governo estadual.

Em 1987, a capacidade térmica instalada sob controle da CELPA estava em torno de 168 MW, portanto, 41% menor do que em 1979. A extensão das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica chegou a 7.911 km, dobrando de tamanho em relação a 1978 (CELPA, 1988). O número de consumidores totais chegou a 470,7 mil (CELPA, 2002a), crescendo em média 9,6% por ano entre 1979 e 1987.

Essa imprudente postura pelo governo estadual, pois não havia um contexto favorável para essa forte expansão do sistema elétrico paraense, contribuiu ainda mais para agravar o quadro de endividamento dessa concessionária.

Em 1988, as obrigações de curto prazo dessa concessionária estavam em torno de US\$ 117,7 mil, enquanto suas obrigações de longo prazo, em torno de US\$ 155,2 mil. A receita total da CELPA era de aproximadamente US\$ 81 mil, com o faturamento

correspondendo a 70,6% dessa receita (CELPA, 1989)¹³³. Em 1985, essa concessionária apresentou um prejuízo de US\$ 4,7 milhões.

A redução dos repasses da Conta de Resultados a Compensar (CRC) e da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), a inflação, a contenção tarifária, a dificuldade para captar recursos financeiros no mercado, o elevado serviço da dívida, eram os principais responsáveis pelo seu desequilíbrio econômico-financeiro (CELPA, 1989). Em 1993, com o fim da equalização tarifária, esse quadro se agravou ainda mais.

Em 1997, a capacidade instalada sob controle da CELPA estava em 113 MW, dos quais 83 MW eram térmicos. As redes de transmissão e de distribuição de energia elétrica se expandiram em ritmo mais lento, chegando a 11.702 km em 1996 (CELPA, 1996a). O número de consumidores totais chegou a 796,5 mil (CELPA, 2002), crescendo 5,4% por ano entre 1987 e 1997.

A capacidade de expansão do sistema elétrico paraense foi diminuída, mesmo levando em conta a recuperação tarifária que começou a ocorrer a partir de 1993, em função do endividamento excessivo.

De 1989 a 1997, excetuando-se 1996, a CELPA apresentou prejuízos. Essa situação levou o governo estadual a promover sucessivas aberturas de crédito a essa concessionária na primeira metade da década de 1990. Porém, isso não resolveu o problema. Em 1997, as obrigações de curto prazo chegaram a US\$ 156,9 milhões, enquanto as obrigações de longo prazo chegaram a 300,5 milhões.

A política de substituição dos derivados de petróleo pela energia elétrica adquirida foi apenas um paliativo em termos de redução de despesas, porque os gastos com derivados de petróleo foram reduzidos, mas os gastos com a compra de eletricidade aumentaram, em decorrência da expansão do sistema elétrico paraense.

Em 1979, os gastos totais dessa concessionária com fontes energéticas somaram US\$ 64,3 milhões, dos quais 97,8% corresponderam aos gastos com derivados de petróleo (CELPA, 1980). Em 1997, a CELPA gastou US\$ 141,4 milhões com fontes energéticas, dos quais 78,8% corresponderam aos gastos com eletricidade (CELPA, 1998). Entretanto, essa mudança foi muito vantajosa para essa concessionária em termos de formação de receita, porque a energia elétrica que ela compra da ELETRONORTE é subsidiada. Por

¹³³ Deve ser ressaltado que esses valores são menores que aqueles apresentados anteriormente, porque houve uma sobrevalorização da moeda brasileira, devido aos planos econômicos implementados na segunda metade da década de 1980.

outro lado, sua receita total chegou a US\$ 416,5 milhões, com o faturamento correspondendo a 89,2% dessa receita (CELPA, 1998).

Uma série de medidas foi implementada para sanear a CELPA, antes e após a sua privatização. Entre as quais, destacam-se: aportes de recursos, financiamentos, liquidação de débitos com o governo estadual, recebimento de dívidas de empresa pública, cuja maior parte venceria no longo prazo, venda de ativos, utilização de créditos (GUERRA et al., 2002). Por outro lado, o aumento das tarifas de energia elétrica de 74% acima da inflação e o crescimento de 31% no número de consumidores, aliados à redução dos custos operacionais, foram os principais responsáveis pelo aumento da receita da CELPA (GUERRA et al., 2002).

Em 2002, as obrigações de curto prazo dessa concessionária chegaram a US\$ 103,3 milhões, enquanto as obrigações de longo prazo chegaram a US\$ 184,1 milhões. A receita total chegou a US\$ 264,7 milhões, com o faturamento da energia elétrica correspondendo a 86,2% (CELPA, 2003b).

Embora tenha ocorrido uma redução das obrigações de curto e longo prazos, a situação econômico-financeira da CELPA apresentou apenas uma sensível melhora para o longo prazo e uma deterioração para o curto prazo, quando comparada com a de 1997.

De um modo geral, essa concessionária ainda não superou a crise. Essa afirmação é sustentada pelos prejuízos apresentados em 2000, 2002 e 2004. Além disso, o INEPAR ENERGIA, que detém 33,7% de participação na CELPA, tem enfrentado séria dificuldade financeira, que o levou a colocar sua participação acionária à venda (VALOR ECONÔMICO 15/10/2004).

A liquidez imediata dessa concessionária (Figura 30) mostra que sua capacidade para saldar suas obrigações de curto prazo de uma só vez, ao longo do exercício seguinte, foi sendo progressivamente reduzida entre 1970 e 2002. Essa capacidade se deteriorou principalmente a partir do final da década de 1970, chegando a zero em 1992. Portanto, nesse ano, a CELPA não possuía disponibilidades para saldar suas obrigações de curto prazo. Esse indicador continuou relativamente baixo após sua privatização.

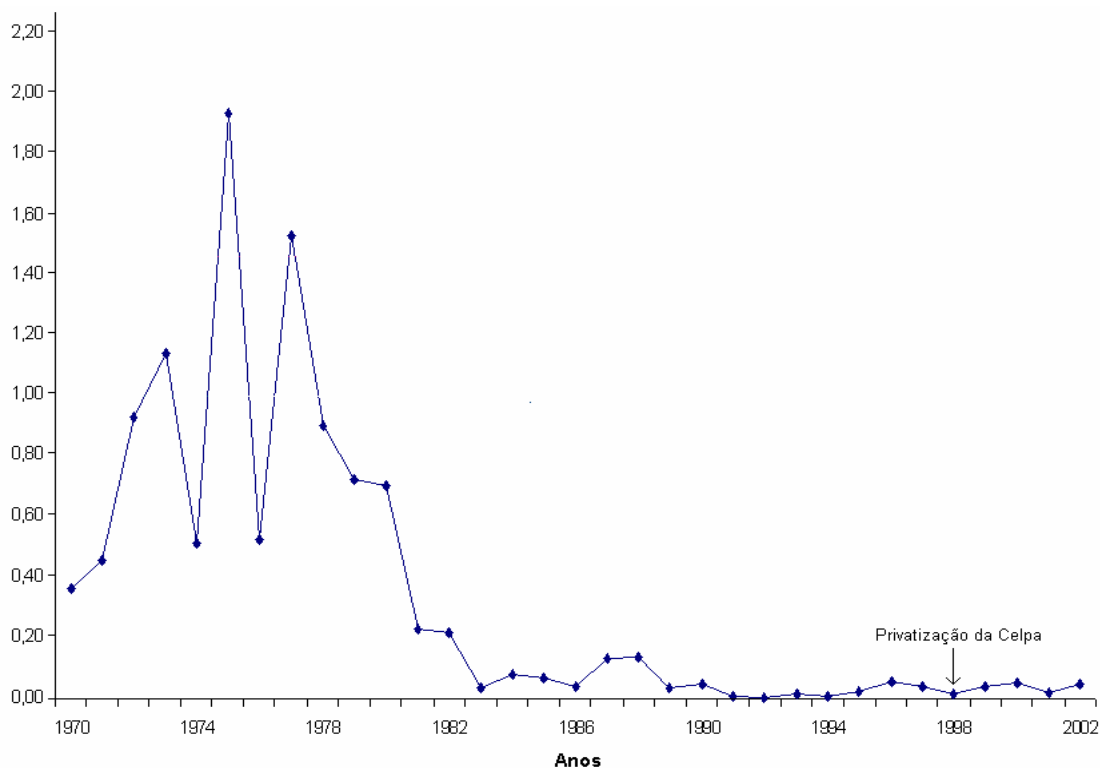


Figura 30: Comportamento da liquidez imediata da CELPA entre 1970 e 2002.

Fonte: Elaborada a partir dos balanços patrimoniais da CELPA (1971 a 2003b).

A liquidez seca da CELPA (Figura 31) indica que essa concessionária teve capacidade de saldar suas obrigações de curto prazo, com os direitos a receber de terceiros, deduzindo-se o estoque, até 1980. Entre 1970 e 1973, essa capacidade foi bastante aumentada, chegando a 11,28 de unidade monetária disponível para saldar cada unidade monetária de dívida de curto prazo. Após o aumento do preço do petróleo em 1973, essa capacidade foi sendo progressivamente reduzida, agravando-se a partir do final da década de 1970. O nível mais baixo de liquidez seca foi observado em 1991, quando ele chegou a 0,18. Os dados disponíveis mostram que esse indicador apresentou uma recuperação a partir de 1994, cujo ápice provavelmente ocorreu em 1998¹³⁴. Após a privatização da CELPA, esse indicador voltou a apresentar uma tendência de redução. Em 2002, essa concessionária contava com 0,74 unidade monetária de direitos a receber, deduzindo-se o

¹³⁴ Devido ao não-acesso às informações sobre o estoque da CELPA em 1998, 1999 e 2000, esse indicador não pode ser calculado para esses anos. Entretanto, o comportamento da liquidez seca e da liquidez corrente é bastante semelhante.

estoque, para saldar cada unidade monetária de dívida de curto prazo, o que caracteriza uma situação financeira insatisfatória.

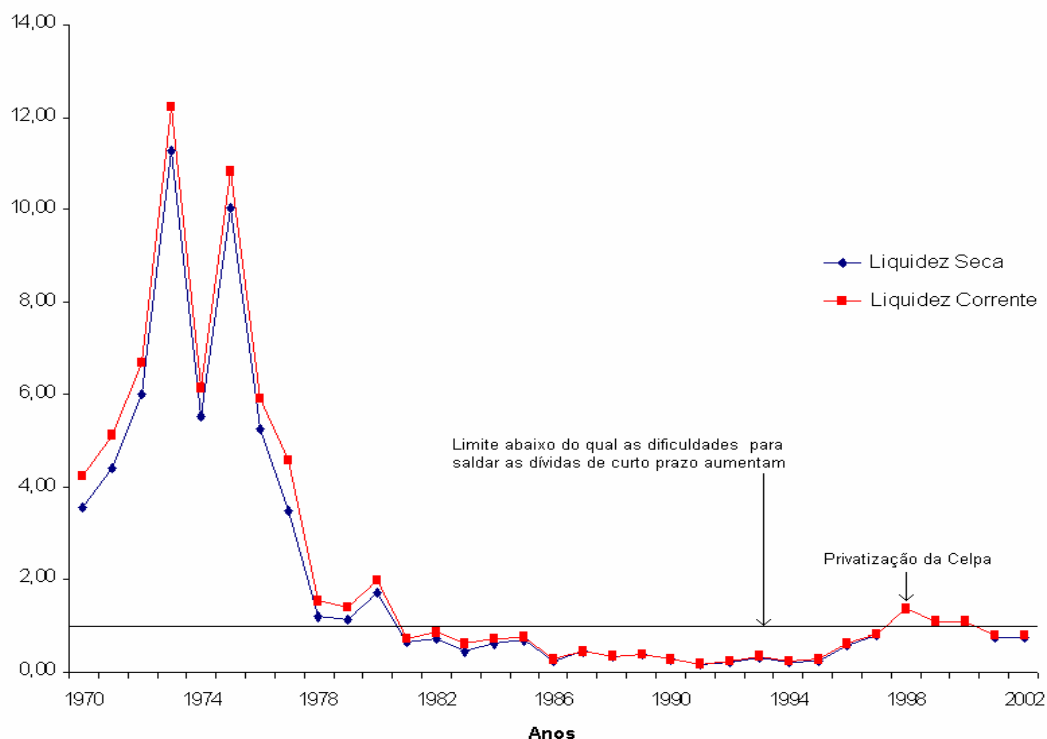


Figura 32: Comportamento da liquidez seca e corrente da CELPA entre 1970 e 2002.

Fonte: Elaborada a partir dos balanços patrimoniais da CELPA (1971 a 2003b).

Essa figura também mostra um comportamento semelhante para liquidez corrente, que se da liquidez seca apenas pela não-dedução do estoque. O nível mais baixo de liquidez corrente foi observado também em 1991, quando ele chegou a 0,18. Em 2002, esse indicador estava em 0,78, confirmando a condição deficitária da CELPA para o pagamento das dívidas de curto prazo.

A liquidez geral dessa concessionária mostra que ela teve capacidade para saldar suas obrigações de curto e longo prazos com recursos próprios até o final da década de 1970 (Figura 32). Nas décadas seguintes, essa capacidade ficou abaixo do limite satisfatório. Em 1991, esse indicador atingiu o seu nível mais baixo. Nesse ano, a CELPA contava apenas com 0,1 de unidade monetária disponível para saldar cada unidade monetária de obrigações de curto e longo prazos. Essa condição sugere que essa

concessionária teve que recorrer a capitais de terceiros para honrar seus compromissos. A partir de 1991, houve uma tendência de recuperação, que se estendeu até 2000, quando esse indicador chegou a 0,78. Em 2002, a CELPA contava com 0,67 unidade monetária disponível para saldar cada unidade monetária de obrigação. Isso mostra que a tendência de recuperação foi interrompida, sem que ela alcançasse uma condição financeira confortável.

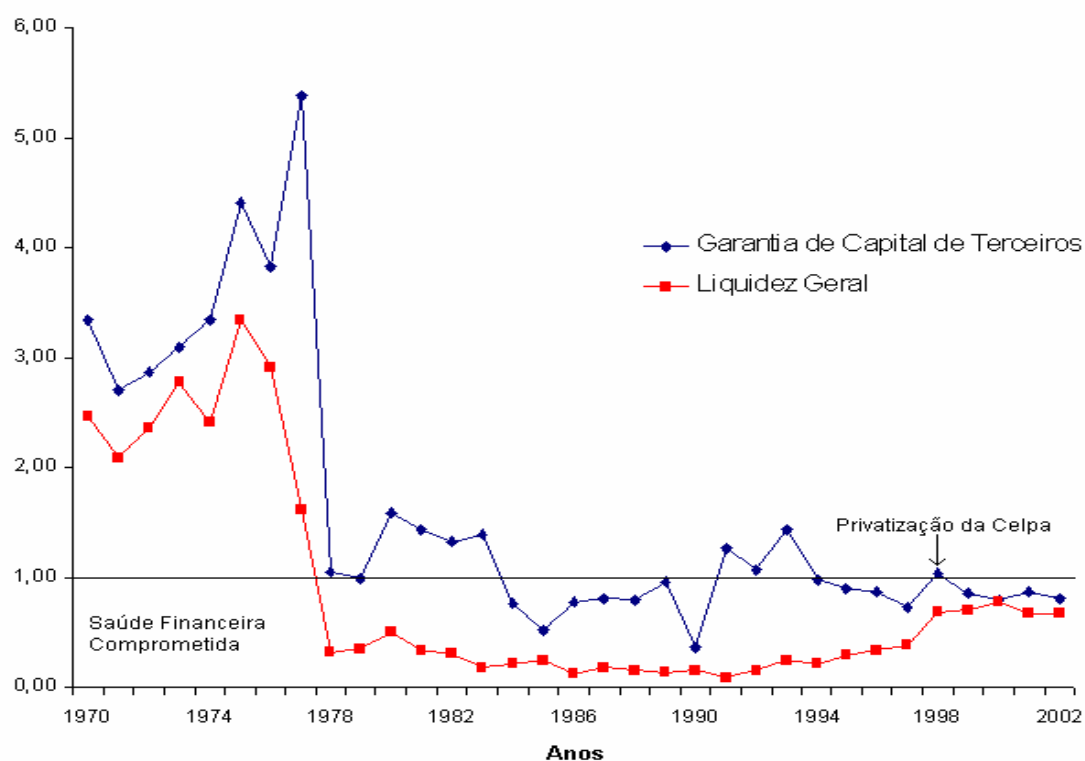


Figura 32: Liquidez geral e a garantia de capital de terceiros da CELPA entre 1970 e 2002.

Fonte: Elaborada a partir dos balanços patrimoniais da CELPA (1971 a 2003b).

Essa figura também mostra que a dependência de capital de terceiros aumentou significativamente. Até 1977, a política da CELPA consistiu em usar mais capitais próprios para saldar suas obrigações. A partir desse ano, essa concessionária foi progressivamente tornando-se mais dependente de capitais de terceiros, portanto, aumentando seu endividamento. Essa política se intensificou entre 1984 e 1990, quando a participação de capitais de terceiros superou a participação do capital próprio em suas atividades. Nesse

último ano, a garantia de capital de terceiros chegou a 0,37, a mais baixa em todo o período analisado. Depois de um breve período de redução dessa dependência, que se estendeu até 1993, a participação de capital de terceiros voltou a superar a participação do capital próprio, excetuando-se o ano de privatização da CELPA. Em 2002, esse indicador estava em 0,8, indicando, portanto, que a condição dessa concessionária ainda era insatisfatória.

O grau de endividamento geral da CELPA (Figura 33) apresentou uma tendência de redução entre 1971 e 1977, chegando nesse último ano a 0,16, que indica um baixo endividamento. Após esse período, esse indicador começou a apresentar uma forte tendência de alta, cujo ápice ocorreu em 1990, quando ele chegou a 0,69, indicando que essa concessionária havia se tornado bastante dependente de capital de terceiros. Depois de um breve período de redução do grau de endividamento no início da década de 1990, a CELPA voltou a depender bastante de capitais de terceiros até 1997. Mesmo após sua privatização, essa condição não se alterou. Em 2002, o seu grau de endividamento estava em 0,55, o que mostra uma condição bem pior do que a verificada entre 1991 e 1996.

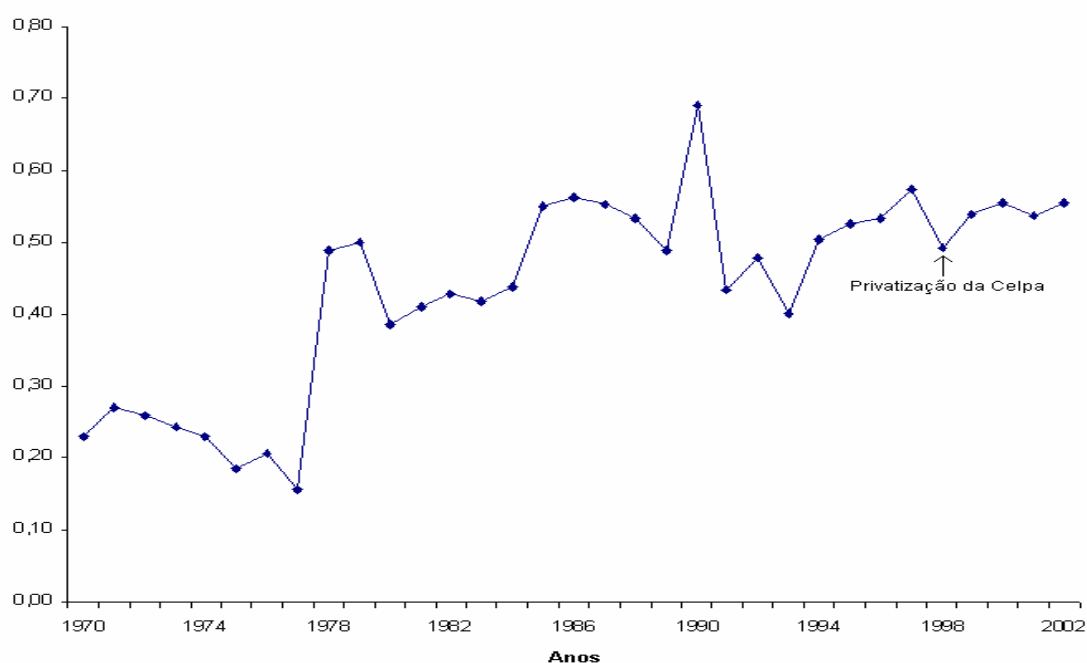


Figura 33: O grau de endividamento geral da CELPA entre 1970 e 2002.

Fonte: Elaborada a partir dos balanços patrimoniais da CELPA (1971 a 2003b).

A rentabilidade do capital próprio mostra que a CELPA tornou-se uma péssima opção de investimento de capital entre 1989 e 1995 (Figura 34), porque ela amargou sucessivos prejuízos. Entre 1985 a 2002, essa concessionária registrou um total de dez prejuízos, sendo que dois deles ocorreram após sua privatização. Em 1998, ela só não amargou um outro prejuízo, porque o grupo privado que a controla usou créditos da ordem de US\$ 94 milhões, referente aos anos anteriores (GUERRA et al., 2002). Esse quadro tende a desestimular investimentos de terceiros.

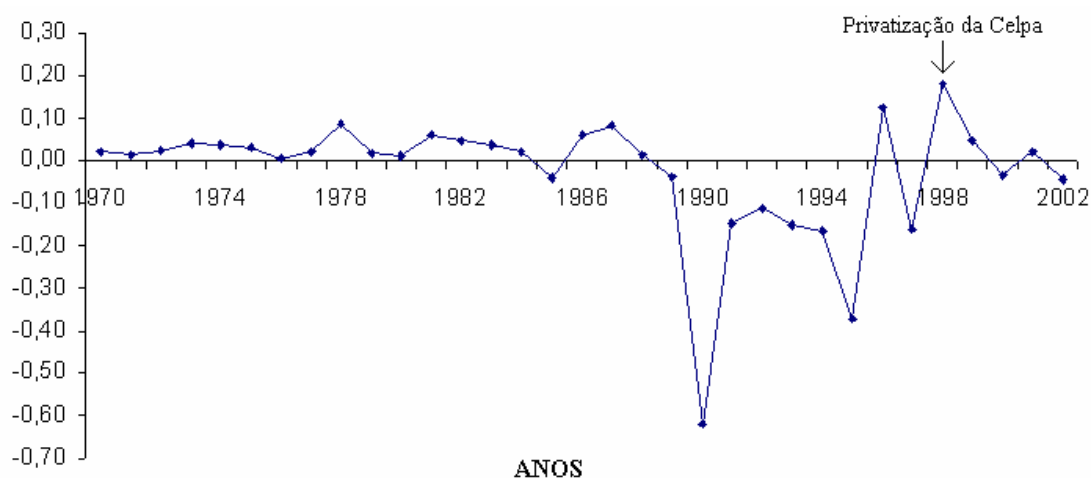


Figura 34: A rentabilidade do capital próprio da CELPA entre 1970 e 2002.

Fonte: Elaborada a partir dos balanços patrimoniais da CELPA (1971 a 2003b).

De um modo geral, percebe-se que a situação econômico-financeira da CELPA foi se deteriorando progressivamente a partir do final da década de 1970. Isso reforça a argumentação de que os aumentos do preço do petróleo, a elevação das taxas de juros, o crescimento da inflação, a política de contenção das tarifas de energia elétrica do governo federal, a acelerada expansão do serviço público de energia elétrica, foram os principais responsáveis pelo aumento do endividamento dessa concessionária, que acabou comprometendo sua capacidade de atendimento elétrico.

Como os indicadores apresentados mostram, a privatização dessa concessionária não modificou o quadro de endividamento. Apesar disso, GUERRA et al. (2002) constataram uma transferência de recursos da ordem de US\$ 86,8 milhões para outras empresas e projeto do grupo Rede. Contudo, GUERRA et al. (2002, p.19) observa que a

CELPA apresenta “excelentes perspectivas empresariais”, principalmente devido a sua capacidade de geração de caixa.

4.5 A preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado

As demandas elétricas estão mais concentradas nas zonas urbanas. Essa característica é ideal para as concessionárias, porque elas podem construir plantas de geração de grande porte e atender um maior número de consumidores. Isso tem um impacto extremamente positivo para a redução dos custos do atendimento elétrico, devido ao princípio da economia de escala.

A lógica da economia de escala emergiu no final do século XIX, quando se percebeu que era mais econômico construir plantas de geração de eletricidade de grande porte para atender os consumidores do que individualizar a oferta de eletricidade, através da utilização de plantas de geração menores e descentralizadas.

Esse modelo resultou em aumento da eficiência e redução dos custos operacionais das concessionárias ao longo do tempo, beneficiando os consumidores, porque as tarifas de eletricidade foram reduzidas. Contudo, as plantas de geração de grande porte e as extensas redes de transmissão só apresentam viabilidade para o atendimento de grandes mercados consumidores, onde as demandas elétricas estão concentradas.

Nas zonas rurais, diferentemente, as demandas tendem a ser pequenas e dispersas, devido ao baixo nível de desenvolvimento socioeconômico. Isso aumenta os custos e reduzem os ganhos na prestação do serviço público de energia elétrica.

A concentração do atendimento elétrico nas zonas urbanas do Pará apresenta algumas peculiaridades. Por dezesseis anos, ele ficou restrito à zona urbana do município de Belém. A expansão do sistema elétrico para outros municípios só começou em 1911, quando o serviço público de energia elétrica chegou a Bragança. Entretanto, devido ao colapso da economia paraense, essa expansão não foi acelerada.

O modelo de atendimento elétrico centralizado começou a ser colocado em prática no território paraense a partir de 1963, quando a CELPA elaborou um estudo para estender para estender a rede de transmissão de Belém a Castanhal. No início da década de 1980, os municípios de Belém, Ananindeua, Benevides, Santo Antônio do Tauá, Santa Isabel, Inhangapi, Castanhal, São Francisco do Pará, Igarapé-Açu, Capanema e Bragança estavam interligados.

Entre 1970 e 1997, o número de consumidores residenciais dobrou mais de sete vezes no Pará. Esse crescimento teve como peculiaridade sua concentração na área da rede interligada. Em 1995, por exemplo, os percentuais de domicílios urbanos e rurais com acesso ao serviço público de energia elétrica nessa área eram de 95% e 32,8%, respectivamente. Na área da rede isolada, eles eram de 68,8% e 1,9%, respectivamente¹³⁵.

Essa tendência foi mantida após a privatização da CELPA. Na Tabela 29, pode-se observar que na área da rede interligada os consumidores residenciais passaram de 667.825 para 923.140, enquanto os consumidores rurais, de 3.854 para 12.033 entre 1997 e 2002. Por outro lado, na área da rede isolada, os consumidores residenciais passaram de 36.079 para 69.179, enquanto os consumidores rurais, de 397 para 105 nesse período¹³⁶.

Tabela 29: Consumidores atendidos pela CELPA.

REDES	1997		2002	
	RESIDENCIAL	RURAL	RESIDENCIAL	RURAL
ISOLADA	36.079	397	69.179	105
INTERLIGADA	667.825	3.854	923.140	12.033
TOTAL ESTADO	703.904	4.251	992.319	12.138

Fonte: Elaborada a partir de informações da CELPA (2003a).

As informações sobre o atendimento realizado pelo programa LUZ NO CAMPO também confirmam a preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado. Esse programa beneficiou oitenta e nove municípios em todo o território paraense. Desse total, setenta e nove pertenciam à área da rede interligada, que ao todo contava com cento e oito municípios, enquanto os outros dez pertenciam à área da rede isolada, que contava com trinta e cinco municípios.

4.6 Os elevados custos e tarifas da energia elétrica

No início da prestação do serviço público de energia elétrica no Pará, seu custo era muito elevado, pois as plantas de geração eram relativamente pequenas e ineficientes. Além disso, as fontes energéticas, as peças e os equipamentos eram importados. A solução

¹³⁵ Essa estimativa foi obtida a partir do relatório de Faturamento de Localidades por Municípios (1995), elaborado e fornecido pela CELPA, bem como pelas informações sobre os municípios existentes nas áreas das redes interligada e isolada. A informação sobre o percentual de atendimento na área da rede interligada exclui o município de Ananindeua.

¹³⁶ Essa queda provavelmente está relacionada à expansão da rede interligada.

adotada pelas concessionárias foi estabelecer cláusulas contratuais que garantiam o aumento automático das tarifas de energia elétrica em caso de desvalorização cambial.

O elevado custo desse serviço no passado pode ser avaliado pelas tarifas praticadas. A tarifa para a iluminação pública estabelecida pela Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense, em maio de 1894, era de US\$ 3.36 por kWh, em locais iluminados por lâmpadas incandescentes de 16 velas, com possibilidade de redução para US\$ 2.74 por kWh. Em 1946, a tarifa máxima praticada no Estado do Pará havia sido reduzida US\$ 0.76 por kWh, mas Belém se destacava por apresentar a tarifa máxima mais elevada entre as capitais brasileiras (IBGE, 1949). Em agosto de 2004, a tarifa média praticada no Estado estava em US\$ 0.058 por kWh¹³⁷.

O controle estatal sobre o sistema elétrico foi importante para essa redução tarifária, porque o poder público promoveu a modernização e o aumento da capacidade instalada e porque as tarifas de energia elétrica foram utilizadas como instrumento para conter a inflação.

A primeira importante mudança na matriz de geração do município de Belém foi conduzida pela FORLUZ, uma vez que essa concessionária decidiu construir uma planta de geração de 30 MW, com operação a óleo combustível, em substituição à planta da Pará Electric Railways and Lighting Company. Essa mudança refletiu uma tendência observada em muitos países a partir da década de 1950, que se caracterizou pelo aumento dos derivados do petróleo para a geração de eletricidade. Porém, o sistema elétrico de Belém continuou vulnerável, porque os equipamentos eram importados e o preço do óleo combustível não era tabelado.

A primeira etapa dessa planta de geração, com capacidade de 15 MW, apresentou um custo do kW instalado de US\$ 1,192, com juros durante a construção. Como, em 1957, o preço do óleo combustível estava em US\$ 144.51 por tonelada, essa etapa apresentou um custo de geração de US\$ 105.53 por MWh, devido a um fator de capacidade anual de 0,314. Entretanto, essa planta poderia operar com um fator de capacidade de 0,75. Nessa condição, seu custo de geração poderia ser reduzido para US\$ 77.77 por MWh. Nesse ano, a ponta de carga chegou a 11 MW, com perspectiva de rápido crescimento nos anos seguintes.

¹³⁷ Essa tarifa foi obtida pela média aritmética das tarifas apresentadas na Resolução Homologatória nº 192, de 5 de agosto de 2004, da ANEEL.

Em 1959, a ponta de carga chegou a 15 MW, estrangulando a capacidade instalada da FORLUZ. A solução encontrada para esse problema consistiu na conclusão da segunda etapa da planta de geração, também com capacidade de 15 MW. Em 1961, a quarta turbina dessa planta entrou em operação.

Entre 1957 e 1961, a moeda brasileira havia sofrido uma desvalorização de 221% em relação ao dólar. O preço da quarta turbina sofreu um acréscimo de quase 8% em relação ao preço das outras unidades, enquanto o preço da tonelada do óleo combustível utilizado pela FORLUZ foi aumentado em quase 7%. As tarifas de energia elétrica estavam sendo corroídas pela inflação.

Em 1958, a tarifa média da FORLUZ estava em torno de US\$ 131 por MWh (FORLUZ, 1959). Em 1961, em US\$ 122 por MWh. Essa concessionária passou a registrar sucessivos prejuízos em seu balanço patrimonial. Esse contexto impediu que uma manutenção adequada fosse realizada nas turbinas I e II. Como resultado, o consumo específico de óleo combustível aumentou (FORLUZ, 1962). Em 1962, o custo de geração da FORLUZ poderia estar em US\$ 78.41 por MWh, mas ele era de US\$ 97.50 por MWh¹³⁸. Essa diferença foi provocada pelo baixo fator de capacidade. De um modo geral, essa concessionária poderia ter gerado energia elétrica a um custo de US\$ 97.25 por MWh ao longo da vida útil de sua planta¹³⁹.

A partir de 1962, o governo estadual percebeu que o aumento das tarifas era a única solução para tirar a FORLUZ da situação deficitária em que ela se encontrava. Aumentos tarifários sucessivos foram praticados. Em 1966, a tarifa média em Belém chegou a US\$ 244.03 por MWh. Essa tarifa praticamente colocou essa concessionária em condição de cobrir suas despesas totais com a receita decorrente do faturamento da energia elétrica. Isso só ocorreu em 1967, embora a tarifa média praticada tivesse sido reduzida para US\$ 217.40 por MWh.

Em janeiro de 1967, a FORLUZ inaugurou a termelétrica Guajará, com capacidade instalada de 50 MW. Os investimentos totais nessa planta ficaram em torno de US\$ 53.6 milhões, com juros durante a construção, isto é, um custo do kW instalado de US\$ 1,072.

¹³⁸ O primeiro custo considera uma vida útil de 25 anos para a planta de geração, uma taxa de desconto anual de 10%, um fator de capacidade de 0,75 e um preço do óleo combustível de US\$ 142.39. O segundo custo considera o fator de capacidade de 0,371, que foi registrado em 1962, mantendo inalterados os outros parâmetros.

¹³⁹ Foram utilizados uma vida útil de 25 anos para a planta de geração, uma taxa de desconto anual de 10%, um fator de capacidade de 0,75 e um preço do óleo combustível de US\$ 198.41 por tonelada, que corresponde à média do preço do óleo combustível comercializado pela Petrobrás entre 1962 e 1986, sem o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS).

Essa termelétrica poderia gerar energia elétrica a um custo de US\$ 96.66 por MWh ao longo de sua vida útil¹⁴⁰.

Após a incorporação da FORLUZ, a CELPA implementou o plano de eletrificação da Zona Bragantina, com o objetivo de interligar os municípios de Belém e Bragança através da extensão da rede de transmissão. Porém, como a demanda em Belém estava crescendo em ritmo acelerado, a execução desse plano tornava o aumento da capacidade instalada na área da rede interligada inevitável, porque novas demandas municipais seriam incorporadas. Isso levou à construção da termelétrica Tapanã I, com capacidade instalada de 50 MW, que entrou em operação em 1974.

Os investimentos realizados na termelétrica Tapanã I chegaram a US\$ 200.9 milhões, com juros durante a construção. O custo do kW instalado ficou em US\$ 4,019. Por outro lado, o custo de geração dessa planta poderia ficar em torno de US\$ 152.51 por MWh ao longo de sua vida útil¹⁴¹, ou seja, cerca de 58% maior que o custo de geração da termelétrica Guajará. Essa grande diferença foi provocada pelo custo do capital, que na Tapanã I correspondeu a 44,2% desse custo, enquanto na Guajará, a 18,6%.

Em 1968, a CELPA começou a construir a primeira etapa hidrelétrica de Curuá-Una, com capacidade instalada prevista de 40 MW. Na primeira etapa, com 20 MW, os investimentos realizados foram da ordem de US\$ 358,4 milhões, que resultou em um custo do kW instalado de US\$ 17,921. O custo de geração dessa primeira etapa ficou em US\$ 364.5 por MWh¹⁴².

O serviço público de energia elétrica no interior paraense antes da criação da CELPA era prestado pelas prefeituras, através de pequenas plantas de geração, que funcionavam em média de quatro a seis horas por dia, devido ao precário estado de conservação (IDESP, 1974). A partir de 1965, essa concessionária começou a atender os municípios com termelétricas compactas a Diesel.

As vantagens dessas plantas de geração consistiam na adequação às demandas, uma vez que a maior parte das demandas atendidas era pequena, e na possibilidade de aquisição

¹⁴⁰ Os parâmetros utilizados para esse cálculo foram uma vida útil de 25 anos para a planta de geração, uma taxa de desconto anual de 10%, um fator de capacidade de 0,75 e um preço do óleo combustível de US\$ 198.68 por tonelada, que corresponde à média do preço do óleo combustível comercializado pela PETROBRÁS entre 1962 e 1986, sem o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS).

¹⁴¹ Com exceção do preço do óleo combustível de US\$ 215.41 por tonelada, que corresponde à média do preço do óleo combustível comercializado pela PETROBRÁS entre 1974 e 1996, sem o imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (ICMS), os outros parâmetros utilizados para esse cálculo são os mesmos daqueles utilizados para o cálculo do custo de geração da termelétrica Guajará.

¹⁴² Para o cálculo desse custo foram utilizados uma vida útil de 35 anos, uma taxa de desconto anual de 10% e um fator de capacidade de 0,587, bem como um custo de operação e manutenção de US\$ 3 por MWh.

no mercado nacional, portanto, sem a necessidade de um endividamento em moeda estrangeira. Em 1971, por exemplo, a CELPA instalou 10,2 MW, com a finalidade de ampliar a capacidade de geração em Belém. Os equipamentos foram adquiridos no Estado do Paraná (IDESP, 1974).

A desvantagem das termelétricas a Diesel, no entanto, era o preço mais elevado dessa fonte energética. Em 1979, por exemplo, essa concessionária pagou US\$ 173.33 pela tonelada de óleo combustível e US\$ 539.85 pelo metro cúbico de óleo Diesel (CELPA, 1981b).

Com os aumentos do preço dos derivados de petróleo na década de 1970, o custo de geração de energia elétrica tornou-se bastante elevado no Pará. Em 1979, ele ficou em 129.66 por MWh¹⁴³ para as termelétricas a óleo combustível e em US\$ 255.36 por MWh¹⁴⁴ para as termelétricas a Diesel.

Os elevados custos do serviço público de energia elétrica nesse Estado foram relativamente compensados por tarifas elevadas. Porém, no início da década de 1980, uma redução da tarifa de energia elétrica começou a ser observada. Em 1970, a tarifa média da CELPA estava em US\$ 151.16 por MWh. Em 1983, ela foi reduzida para US\$ 65.37 por MWh (Tabela 30). Essa redução tarifária só foi interrompida em 1987. Entretanto, as tarifas de energia elétrica não retornaram aos níveis observados na década de 1970.

Tabela 30: Tarifas médias de energia elétrica praticadas pela CELPA (US\$/MWh).

	1970	1979	1983	1988	1996
Residencial	164.51	184.45	67.12	72.47	112.53
Comercial	169.08	199.37	84.71	115.55	112.69
Industrial	134.88	145.99	53.66	90.05	89.22
Outros	112.21	121.64	55.26	78.07	86.12
Tarifa Média	151.16	173.37	65.37	85.87	103.51

Fonte: Elaborada a partir de informações dos relatórios de atividades da CELPA (1971, 1980, 1984, 1989 e 1998).

A redução das tarifas de energia elétrica só não comprometeu ainda mais o atendimento elétrico no Pará, porque a ELETRONORTE assumiu o controle das plantas de

¹⁴³ Para o cálculo desse custo foram considerados os investimentos totais realizados nas três termelétricas a óleo combustível, uma vida útil de 25 anos, um fator de capacidade médio de 0,489, uma taxa de desconto anual de 10%, o preço de US\$ 173.33 por tonelada.

¹⁴⁴ Para o cálculo desse custo médio do kW instalado de US\$ 1,596, uma vida útil de 20 anos, um fator de capacidade de 0,347, uma taxa de desconto anual de 10%, preços médios de US\$ 0.54 por litro de óleo Diesel e de US\$ 2.06 por litro de lubrificante.

geração localizadas no município de Belém, bem como seus custos, e passou a promover o suprimento da CELPA com tarifas subsidiadas (Tabela 31).

Tabela 31: Energia adquirida e tarifa média de suprimento paga pela CELPA.

	1978	1980	1984	1998	2003
Energia Elétrica Adquirida (GWh)	4,5	877	1.331	3.851	5.041
Tarifa Média de Suprimento (US\$/MWh)	275.96	74.43	22.18	28.48	13.73

Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios da CELPA.

Essa política de subsídio favorece a ampliação do mercado da ELETRONORTE e estimula a interligação no Pará, uma vez que a geração a Diesel tem custo de geração bem mais elevado que a tarifa de suprimento paga pela CELPA.

Essa tarifa é insuficiente para cobrir os custos de geração e transmissão da hidrelétrica de Tucuruí, pois o custo de geração da primeira etapa dessa hidrelétrica foi calculado em US\$ 47.56 por MWh¹⁴⁵, podendo ser reduzido para US\$ 40.5 por MWh¹⁴⁶, quando a segunda etapa entrar em operação.

O custo de geração das termelétricas a óleo Diesel estava em US\$ 261,25 por MWh em 1997. O elevado custo de operação e manutenção era o maior responsável por esse quadro, pois ele correspondia a 45,7% do custo de geração. Segundo a CELPA (1998), a transferência da geração em vinte e três municípios paraenses para a Guascor possibilitaria uma redução de 52,7% nos custos de capital e de operação e manutenção. Dessa forma, calcula-se que o custo de geração das termelétricas a Diesel foi reduzido para US\$ 184.34 por MWh em 2000.

A primeira rede de transmissão da hidrelétrica de Tucuruí foi construída entre 1978 e 1981 (CABRAL, 1998). Essa rede possui uma extensão total de 803 km, em tensões de 230 kV e 500 kV, bem como 1.851 torres e 5 subestações (ELETRONORTE, 1986). A partir da informação sobre os investimentos realizados na rede de transmissão de Tucuruí, que é apresentada por LA ROVERE e MENDES (2000), calcula-se que o custo de transmissão dessa rede estava em US\$ 29.16 por MWh em 1985, considerando uma

¹⁴⁵ Para esse cálculo foram utilizados uma vida útil de 35 anos, um fator de capacidade de 0,606, uma taxa de desconto anual de 10%.

¹⁴⁶ Para esse cálculo foram utilizados os mesmos parâmetros do cálculo anterior, com exceção do fator de capacidade, que neste caso é reduzido para 0,426.

demanda atendida de 624 MW. Em 2000, esse custo havia sido reduzido para US\$ 6.44 por MWh, considerando uma demanda de 2.824 MW¹⁴⁷.

Em decorrência dos elevados custos de geração das termelétricas a Diesel e da possibilidade de ampliação da demanda na área da rede interligada, duas grandes redes de transmissão foram construídas no final da década de 1990.

Em 2002, o custo de transmissão do TRAMOESTE estava em US\$ 99.18 por MWh, enquanto o do Sistema de Transmissão do Baixo Tocantins, em US\$ 100.66 por MWh, incluindo juros durante a construção.

A baixa demanda e as grandes distâncias contribuem para os elevados custos de transmissão no território paraense. Quando esses custos são somados ao custo de geração da primeira etapa da hidrelétrica de Tucuruí, o custo total da energia elétrica torna-se muito elevado.

BAHIA (1996) afirma que levará de 10 a 20 anos para que a demanda na área do TRAMOESTE alcance o mínimo de 140 MW, que justificaria o investimento realizado nessa rede de transmissão. Porém, para que isso ocorra é necessário que ela cresça a taxas entre 7% a 14%. Porém, ressalta-se que essa linha de transmissão já apresenta competitividade em comparação com a geração a Diesel.

Os custos das redes de distribuição rural também são elevados no Pará. Entre 1977 e 1979, a CELPA começou a atender as propriedades rurais existentes no Estado. Nesse período, foram construídos 194 km de redes de distribuição rural. No total, foram investidos cerca de US\$ 2,65 milhões, dos quais 80% foram financiados pela ELETROBRÁS. O custo de cada quilômetro de rede distribuição rural construído ficou em US\$ 13,7 mil.

Praticar esses custos seria completamente inviável. Dessa forma, o subsídio tarifário tornou-se inevitável, com o ônus sendo geralmente assumido pelo Tesouro Nacional.

A tarifa média de energia elétrica no Estado do Pará está entre as mais altas do País. Em novembro de 2002, essa tarifa estava 22,2% acima da tarifa média da energia elétrica praticada no Brasil (GUERRA et al. 2002). Esse contexto acaba reprimindo a demanda elétrica nesse Estado, porque grande parte da população paraense não tem renda suficiente

¹⁴⁷ Para os cálculos desses custos de transmissão, uma vida útil de 35 anos para a rede de transmissão, uma taxa de desconto anual de 10% e as demandas atendidas em cada ano mencionado foram consideradas. Os custos de manutenção da rede não foram considerados.

para manter consumos elevados com essa tarifa. Isso também tende a desestimular os investimentos na expansão do serviço público de energia elétrica no território paraense.

4.7 A omissão e a ineficiência do poder público

A transferência do planejamento da expansão do sistema elétrico para as concessionárias, a falta de integração entre as políticas de atendimento elétrico e as de desenvolvimento socioeconômico, a sobreposição de atribuições, são reflexos da omissão e ineficiência do poder público. Como resultado, o atendimento elétrico é realizado conforme os interesses das concessionárias, a renda familiar permanece baixa, dificultando o pagamento das tarifas, as políticas para promover o acesso da população ao serviço público de energia elétrica tornam-se confusas.

A história do sistema elétrico paraense mostra que o governo estadual quase sempre se isentou da responsabilidade de coordenar o planejamento da expansão do sistema elétrico paraense.

Até o final da década de 1950, o papel do poder público estava restrito à elaboração e à fiscalização dos contratos de concessão e ao gerenciamento do atendimento elétrico nos municípios onde ele era realizado pelo governo municipal. A criação da Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) representou uma mudança nessa postura, porque ela teria a função de elaborar e rever os planos estaduais de eletrificação, definindo suas diretrizes, além de opinar sobre o atendimento elétrico. Portanto, pela primeira vez, uma instituição governamental era criada para coordenar o planejamento da expansão do serviço público de energia elétrica no Pará¹⁴⁸.

A impressão que se tem é que o governo estadual não tinha muita consciência dos seus atos, porque ele criou a CEEE, atribuindo-lhe a função de planejar a expansão do sistema elétrico paraense, mas não retirou essa função da FORLUZ. Por outro lado, ele também deu poderes a CELPA para planejar a expansão desse sistema. Segundo o IDESP (1974), essas três entidades passaram a ter as mesmas atribuições legais, no que diz respeito ao planejamento do sistema elétrico paraense e a execução das deliberações desse planejamento.

¹⁴⁸ Ressalta-se, no entanto, que a CEEE não tinha total autonomia para realizar essa função, pois a Lei nº 1571, em seu artigo 2º, estabeleceu que ela deveria priorizar o atendimento elétrico nas cidades mais densamente habitadas.

A incorporação da FORLUZ e a extinção da CEEE fortaleceram a posição da CELPA em relação a essas atribuições, uma vez que ela se tornou a única concessionária a atuar no território paraense.

A descoberta de um elevado potencial hidrelétrico no Pará tornou inevitável a transferência do planejamento da expansão da geração hidrelétrica de grande porte para o governo federal. Entretanto, quem assumiu essa função não foi o MME.

LEITE (1997) afirma que a Lei Federal nº 4.904, de dezembro de 1965, e o Decreto Federal nº 63.951, de dezembro de 1968, promoveram uma organização na estrutura do sistema elétrico brasileiro, na qual as atribuições de planejamento e coordenação foram dadas à ELETROBRÁS.

Quando a coordenação do planejamento da expansão do sistema elétrico é exercida pelas concessionárias, sejam elas estatais ou privadas, seus interesses econômico-financeiros tendem a se sobrepor aos da sociedade. Como resultado, as regiões mais pobres tendem a ser excluídas do atendimento elétrico, porque elas não garantem retorno para os investimentos realizados.

É fato, no entanto, que o poder público interfere diretamente nas ações das concessionárias estatais, porém essa interferência geralmente ocorre em função das perspectivas eleitorais. Conseqüentemente, o atendimento elétrico de regiões mais densamente povoadas tende a ser priorizado. Por outro lado, quando as concessionárias são controladas pela iniciativa privada, instrumentos legais podem obrigá-las a realizar o atendimento de regiões mais pobres. Nesse último caso, cita-se o exemplo da celebração de um termo de compromisso entre a CELPA e o governo estadual, após a privatização dessa concessionária, no qual ela se comprometeu a destinar 1,5% de sua receita de faturamento, visando ao atendimento elétrico de áreas sociais, **previamente selecionadas pelo governo estadual**, durante a vigência de seu contrato de concessão (COORDENADORIA DE COMUNICAÇÃO DO GOVERNO, 2004b – grifo nosso). Portanto, de uma forma ou de outra, os interesses das concessionárias e do poder público tornam-se convergentes.

As concessionárias geralmente dizem que não promovem o atendimento elétrico de regiões pobres, porque a população dessas regiões não dispõe de renda suficiente para pagar as tarifas de energia. Por outro lado, as instituições governamentais de desenvolvimento geralmente afirmam que não implantam programas de geração de renda nessas regiões, porque elas não têm disponibilidade de energia elétrica.

Esse círculo vicioso poderia ser quebrado se houvesse uma integração entre as políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento socioeconômico, porém o poder público tem apresentado dificuldades para coordenar essas políticas de forma integrada, principalmente devido à desorganização e à precariedade de sua estrutura institucional.

O período de maior integração entre as políticas de atendimento elétrico e as de desenvolvimento econômico no Pará teve início após a aprovação da lei que regulamentou o Plano de Valorização Econômica da Amazônia (PVEA) e que criou a SUPERINTENDÊNCIA DO PLANO DE VALORIZAÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA (SPVEA). Porém, com a progressiva perda da capacidade de investimento estatal, que se agravou a partir do final da década de 1970, o frágil vínculo entre essas políticas foi quebrado. Depois disso, as concessionárias empenharam-se apenas em concluir as obras de infra-estrutura energética que estavam em andamento.

Um dos objetivos do PVEA consistia em eletrificar os principais centros de produção e as mais importantes indústrias da Amazônia (SPVEA, 1955). Particularmente no Pará, a execução desse objetivo privilegiou principalmente as regiões de Belém, Santarém, Marabá e Bragança, onde se concentrava grande parte das atividades produtivas do Estado. Por outro lado, ao priorizar determinadas áreas para a implantação de infra-estrutura, incluindo a oferta e distribuição de energia elétrica, os contornos da política de pólos de desenvolvimento econômico, que mais tarde foi explicitada nas diretrizes do I Plano Quinquenal de Desenvolvimento da SUDAM, foram traçados.

A disseminação da política de pólos de desenvolvimento no território paraense teve um efeito negativo sobre o atendimento elétrico das regiões com baixo potencial de desenvolvimento econômico, porque ela não destinou recursos para a construção da infra-estrutura das mesmas, incluindo a produção e oferta de energia elétrica. Portanto, a discriminação socioeconômica foi mantida por ela.

A centralização da coordenação do modelo de desenvolvimento econômico da Amazônia ficou evidente quando o governo federal, através da Lei nº 1.164, de 1 de abril de 1971, sob a alegação da segurança e do desenvolvimento nacional, se apropriou de faixas de terras devolutas, com extensão de 100 km, de cada lado das rodovias federais, como a Belém-Brasília, Cuiabá-Santarém e a Transamazônica. Somando-se também as áreas de fronteira e as áreas sob controle do Grupo Executivo das Terras do Araguaia-Tocantins (GETAT) e do Grupo Executivo para a Região do Baixo Amazonas (GEBAM), a União passou a controlar a maior parte do território paraense. Em 1983, ela mantinha sob

seu controle uma área de 881.601,23 km² (MONTEIRO s.d.), isto é, cerca de 71% da extensão territorial do Pará.

Essa apropriação limitou a participação dos governos estaduais e municipais nas políticas de desenvolvimento econômico direcionada para essa área e centralizou a coordenação dessas políticas em Brasília.

O modelo proposto de reforma agrária estava, aparentemente, bem delineado, com a criação e integração das agrovilas, agropólis e rurópolis. Segundo OLIVEIRA (1991), cada colono receberia um lote de terra de 100 hectares e poderia pagá-lo ao longo de vinte anos. Entretanto, as elevadas taxas de crescimento populacional do período sugerem que a ocupação ocorreu de forma desordenada. Por outro lado, o governo não deu o apoio necessário aos colonos assentados. O Projeto Integrado de Colonização Altamira pode ser mencionado como exemplo desse abandono por parte do governo federal (OLIVEIRA, 1991).

A ocupação intensa e desordenada de algumas regiões no território paraense acabou contribuindo para manter baixos os índices de atendimento elétrico nesse período.

O PROTERRA tinha entre suas diretrizes o apoio ao pequeno produtor rural e ao minifúndio (GOVERNO FEDERAL, 1971). Contraditoriamente, em meio à suspeita de irregularidades, o governo federal agia no sentido de facilitar a formação de grandes latifúndios, através da aprovação de instrumentos legais, como o Ato Complementar n° 45, de 30 de janeiro de 1969, o Decreto-Lei n° 494, de 10 de março de 1969, o Decreto-Lei n° 924, de 10 de outubro de 1969, a Lei n° 5709, de 7 de outubro de 1971.

Uma coisa é certa, o resultado das investigações sobre as irregularidades apontadas pelo Relatório Velloso não foram adiante; ao contrário, produziu-se novamente a farsa de fazer a lei para moralizar deixando, porém, a brecha para ratificar as irregularidades, tornando-as “legalizadas”, ou, na pior das hipóteses, legalizáveis. O processo desfechado em termos legais dura, de fato, até hoje. O que significa dizer que **a legislação abriu possibilidades para, mesmo nos dias atuais, grandes latifúndios serem transferidos para as mãos de grupos internacionais** (OLIVEIRA 1991, p. 56 – grifo nosso).

A contradição do modelo de reforma agrária, caracterizado pelo incentivo à formação de grandes latifúndios e pela falta de apoio aos pequenos agricultores rurais, ocasionou a dispersão da massa populacional atraída para o Estado, criando um contexto

desfavorável para a concentração das demandas elétricas na zona rural e dificultando seu atendimento elétrico.

A estratégia de desenvolvimento econômico de transformar a Amazônia em grande produtora e exportadora de matérias-primas e alimentos era imediatista e alheia aos interesses regionais, porque não se preocupou em agregar valor à produção, através da verticalização das atividades produtivas.

Segundo o GOVERNO FEDERAL (1974), a produção de matérias-primas e alimentos na Amazônia para a exportação seria alcançada sem a necessidade de um uso intensivo de capital e exigiria uma ampla utilização de mão-de-obra, principalmente nordestina. Dessa forma, o governo pretendia ocupar a Amazônia, minimizar parte do problema social do Nordeste, relacionado ao crescimento populacional e à falta de perspectiva de trabalho, e compensar parcialmente a queda da participação do setor industrial na formação do PIB, mas sem investir grande soma de capital.

Se o governo federal não estava disposto ou não podia fazer uso intensivo de capital na Amazônia, evidentemente que a verticalização das atividades produtivas nessa região não poderia fazer parte dos seus planos de desenvolvimento. Como resultado, o Pará manteve a tradição de exportar matérias-primas brutas ou com baixo grau de beneficiamento.

Em 2003, os dez principais produtos exportados por esse Estado foram minérios e produtos da indústria madeireira (Tabela 32). A receita obtida com as exportações de minério de ferro e alumínio correspondeu a quase 50% da receita total de exportação.

Tabela 32: Principais produtos exportados pelo Pará em 2003 (milhões de dólares F.O.B).

PRINCIPAIS PRODUTOS EXPORTADOS	RECEITA	PERCENTUAL SOBRE A RECEITA
Minérios de ferro não-aglomerados e seus conc...	733,01	27,38
Alumínio não-ligado em forma bruta	553,09	20,66
Alumina Calcinada	247,3	9,24
Caulim	204,4	7,64
Pasta Quím. Madeira de n/conif. A soda/sulfato	122,2	4,56
Outras madeiras serradas/cortadas em folhas e...	99,4	3,71
Madeira de não-coníferas perfilada...	93,9	3,51
Bauxita não-calcinada (minério de alumínio)	92,3	3,45
Ferro fundido bruto não-ligado...	88,1	3,29
Madeira compensada...	55,4	2,07
Outros Produtos	388,5	14,49
Total	2.677,5	100,00

Fonte: Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior – Secretaria de Comércio Exterior – SECEX (2004).

A implantação do modelo de pólos de desenvolvimento econômico provocou graves impactos socioambientais, relacionados à geração de energia elétrica, uma vez que a formação dos reservatórios das hidrelétricas construídas no Pará inundou uma área total de 2.936 km², além de provocar o deslocamento compulsório de comunidades caboclas e tradicionais.

O advento do paradigma do desenvolvimento sustentável trouxe novas perspectivas para a integração das políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento socioeconômico direcionadas para o atendimento das necessidades de comunidades carentes. Como exemplo, menciona-se o projeto de beneficiamento da casca de coco para a produção de encostos de cabeça para caminhões, implantado na comunidade de Praia Grande, no município de Ponta de Pedras, considerado um dos mais promissores tanto em sustentabilidade quanto em responsabilidade social, pois as duas unidades de beneficiamento da casca de coco “foram implementadas em parceria com a Mercedes Benz do Brasil” (MITSCHHEIN, 1993). Entretanto, a realidade é outra.

Em janeiro de 2004, esse projeto foi visitado e alguns problemas foram constatados. Em entrevista realizada junto a alguns moradores dessa comunidade, percebeu-se que ela é apenas fornecedora da matéria-prima, uma vez que a produção dos encostos para caminhões está localizada na zona urbana do município de Ponta de Pedras. Portanto, esse projeto não quebrou a tradição que impera na zona rural paraense, na qual as comunidades apenas fornecem matérias-primas de baixo valor agregado.

Segundo os moradores entrevistados, a renda obtida com a comercialização das fibras de coco é insuficiente para atender suas necessidades. Por essa razão, eles precisam desenvolver outras atividades, tais como: a colheita do açaí e o plantio de feijão para complementar a renda familiar.

A comunidade de Praia Grande também foi beneficiada pela implantação de um sistema híbrido para a geração de energia elétrica. Esse sistema era composto por dois grupos geradores a Diesel, com potência de 7,5 kVA cada, e dois aerogeradores, sendo um importado, do tipo Excel, fabricado pela Bergey, com potência de 10 kW, e outro, com potência de 15 kW, projetado e construído pelo GRUPO DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS – GEDAE (GEDAE, 2003).

Na referida visita, levantou-se que o inversor do aerogerador importado foi queimado por um raio por volta de 2001. Segundo relato de alguns moradores, esse

inversor foi retirado da comunidade para conserto por representantes do Programa Pobreza e Meio Ambiente da Amazônia (POEMA), da Universidade Federal do Pará, e, até a data da visita mencionada, ele não havia retornado. Os moradores entrevistados também relataram que o aerogerador construído pelo GEDAE teve suas pás arrancadas pelo vento, fato que causou pânico entre eles. Constatou-se que apenas a torre desse aerogerador permanecia no local. Por outro lado, os moradores entrevistados relataram que apenas os grupos geradores a Diesel estavam em operação, com um horário de funcionamento das 18 às 22 horas.

A falta de assistência técnica aos aerogeradores da comunidade de Praia Grande tem relação com a desorganização que tomou conta da coordenação e execução das políticas de atendimento elétrico, que são direcionadas às pequenas comunidades rurais.

O projeto de atendimento elétrico da comunidade de Praia Grande foi implantado com recursos do Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT), através do Programa do Trópico Úmido (PTU).

Desde 1995, os editais do PTU passaram a incluir uma chamada para a contratação de projetos, visando ao atendimento elétrico de pequenas comunidades na Amazônia.

Entre as principais falhas detectadas nos projetos do PTU, destacam-se: sobreposição de atribuições, pois, na prática, o MCT estava fomentando projetos de atendimento elétrico, que deveria ser uma atribuição do MME; ausência de recursos para a manutenção e operação dos sistemas instalados após o prazo para a execução dos projetos; apresentação das fontes renováveis como soluções pré-determinadas; elegibilidade de instituições sem tradição no atendimento elétrico, como as entidades de classe. Como resultado, tem-se conhecimento de que, além do projeto da comunidade de Praia Grande, os projetos implantados nas comunidades das travessas João Coelho e C, no município de Santo Antônio do Tauá, onde foram instalados sistemas fotovoltaicos, e na comunidade de Boa Esperança, no município de Moju, onde foi instalado um grupo gerador a óleo de dendê, foram abandonados.

Essa desorganização também foi observada também na condução do PRODEEM, porque esse programa promoveu praticamente a disseminação de um único sistema de atendimento: o fotovoltaico autônomo. Além disso, como a maior parte dos componentes desse sistema era importada, ele em quase nada contribuiu para o desenvolvimento e fortalecimento tecnológico e da indústria nacional. Por fim, o uso de equipamentos importados criou problemas para a formação de estoque de reposição e para a manutenção

dos sistemas instalados, “resultando na canibalização dos equipamentos do programa em estoque” em muitas localidades atendidas por todo o País, levando a descontinuidade do atendimento elétrico (MME, 2003b).

Um levantamento de projetos de eletrificação de comunidades isoladas mostra que 71,6% dos projetos do convênio GEP – SECTAM/MME – PRODEEM foram implantados em 2000 (PINHO et al., 2003). Como esse foi ano de eleição municipal, esse programa tornou-se suscetível a manobras políticas. Portanto, houve uma falta de critério para a liberação e instalação dos sistemas fotovoltaicos.

As irregularidades decorrentes da desorganização na condução do PRODEEM fizeram com que o TCU, em sua auditoria, recomendasse uma completa reestruturação desse programa e a implantação de um controle mais adequado dos equipamentos utilizados no atendimento elétrico. Em decorrência, ele foi paralisado.

4.8 O descaso para com a eletrificação rural

O grande problema em relação ao atendimento elétrico no território paraense está na zona rural. Em 2000, por exemplo, cerca de 35% dos habitantes rurais tinham energia elétrica em seus domicílios¹⁴⁹, sendo o quarto percentual mais baixo do País (Figura 35).

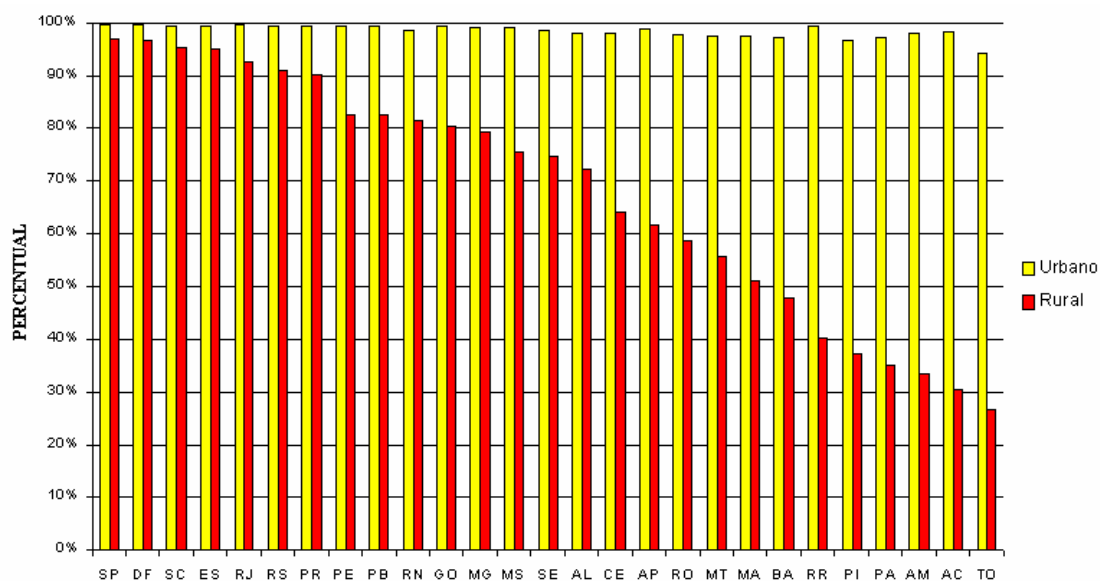


Figura 35: Percentual de habitantes urbanos e rurais com energia elétrica no País em 2000.

Fonte: Elaborada a partir do Atlas Desenvolvimento Humano 2000 apud MME (s.d.a).

¹⁴⁹ Deve-se ressaltar que o percentual de habitantes rurais com acesso ao serviço público de energia elétrica no Pará era inferior a esse em 2000, uma vez que muitos domicílios nesse Estado geram a energia elétrica que consomem. Portanto, eles não são atendidos pela CELPA.

Em parte, o baixo índice de atendimento elétrico domiciliar na zona rural desse Estado também tem relação com o atraso na implementação dos programas nacionais de eletrificação rural.

No Brasil, a intervenção do governo federal na questão da eletrificação rural só começou, efetivamente, com a edição do Decreto nº 67.052, de 13 de agosto de 1970, que criou o Fundo de Eletrificação Rural (FUER), com o objetivo de dar suporte ao I Plano Nacional de Eletrificação Rural (I PNER)¹⁵⁰. Entretanto, como foi mencionado, o I PNER excluiu os Estados da Região Norte, sob a alegação de que eles não tinham um cooperativismo organizado.

O primeiro programa nacional de eletrificação a beneficiar os consumidores rurais no Pará foi implementado apenas no final da década de 1970, quando sete projetos de eletrificação rural foram implantados, com financiamento da ELETROBRÁS. Porém, até a metade da década de 1990, não houve a criação de nenhum outro programa nacional de eletrificação rural. Dessa forma, a CELPA conduziu o atendimento elétrico na zona rural de forma precária, uma vez que sua situação econômico-financeira se degradou muito ao longo da década anterior. Em 1995, essa concessionária tinha levado o serviço público de energia elétrica apenas para 3.532 consumidores rurais.

Em dezembro de 1994, o governo federal criou o PRODEEM, que teve como proposta atender comunidades carentes isoladas de forma descentralizada. Embora esse programa não tenha sido concebido como um programa de eletrificação rural, particularmente porque ele não tratava da conexão à rede elétrica, ele promoveu atendimento de pequenas demandas rurais. Entretanto, ao longo de sua existência, o PRODEEM pouco contribuiu para elevar os índices de atendimento elétrico na zona rural paraense; afinal, ele ficou restrito ao atendimento das demandas comunitárias, como escolas, postos médicos. Por outro lado, muitos sistemas fotovoltaicos instalados por esse programa foram provavelmente abandonados em função dos problemas apresentados em sua condução¹⁵¹.

¹⁵⁰ Nos Estados Unidos, o governo federal interveio na questão do atendimento elétrico rural em 1936, quando a Rural Electrification Act, que orientou as ações da RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION (REA), foi sancionada.

¹⁵¹ Esses problemas foram identificados em uma auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) e serão explicitados no próximo capítulo.

O governo federal voltou a enfatizar a questão da eletrificação rural, através da criação do programa Nacional de Eletrificação Rural – LUZ NO CAMPO, pelo Decreto Federal s/n, de 2 de dezembro de 1999.

Esse programa teve o objetivo de melhorar as condições socioeconômicas das áreas rurais. Para isso, ele contou com recursos financeiros da Reserva Global de Reversão (RGR) e do Uso de Bem Público (UBP), sendo que sua coordenação ficou sob a responsabilidade do MME, através da ELETROBRÁS.

Um dos aspectos que merece ser destacado nesse programa foi o reconhecimento de que os Estados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste deveriam receber uma atenção especial do programa LUZ NO CAMPO, em termos de prazos e condições de financiamento, porque os seus índices de atendimento elétrico são inferiores aos das outras regiões. Porém, na prática, em relação à região Norte, isso não ocorreu.

Segundo a ELETROBRÁS (2004), a meta desse programa consistia em atender 836,8 mil famílias na zona rural brasileira, através da construção de 293,2 mil quilômetros de redes elétricas, com investimentos previstos de US\$ 1,3 bilhão, dos quais cerca de 66% seriam financiados pela ELETROBRÁS. No Pará, a meta consistia em atender 51,5 mil famílias, através da construção de 15,7 mil quilômetros de redes elétricas, com investimentos previstos de US\$ 69,3 milhões, dos quais 75% seriam financiados pela ELETROBRÁS, tendo a assinatura do termo de compromisso do programa LUZ NO CAMPO ocorrida em 29 de fevereiro de 2000.

Um levantamento realizado pela Secretaria Especial de Integração Regional (SEIR) constatou que os programas de eletrificação rural atenderam cerca de 38,4 mil domicílios paraenses entre janeiro de 1999 e dezembro de 2003 (COORDENADORIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DO ESTADO – CCS, 2004b). Por outro lado, o número de consumidores rurais passou de 5.444 para 14.559, enquanto o consumo de energia elétrica passou de 35,4 GWh para 56,2 GWh, registrando um crescimento médio anual em torno de 12,3% nesse período (CELPA, 2002a e 2004).

Essas informações revelam que a meta do programa LUZ NO CAMPO provavelmente não foi alcançada no território paraense. Porém, sem nenhuma dúvida, esse programa representou um grande avanço em relação à eletrificação rural nesse Estado, pois o número de domicílios e propriedades rurais atendidos por ele foi significativo.

O programa LUZ NO CAMPO perdeu o sentido com a criação do programa LUZ PARA TODOS, uma vez que esses dois programas foram concebidos para atender as

demandas elétricas da zona rural. Em função disso, o LUZ NO CAMPO acabou sendo extinto, embora houvesse uma proposta de transformá-lo em instrumento do LUZ PARA TODOS (MME, 2003d).

O programa LUZ PARA TODOS foi criado em novembro de 2003, pelo Decreto Federal nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, com a ambiciosa meta de promover o atendimento elétrico de toda população rural brasileira até 2008. Segundo o MME (s.d.a), esse programa deverá realizar 2 milhões de atendimento elétrico em todo País, com investimentos previstos da ordem de US\$ 2,2 bilhões, dos quais cerca de 76% serão financiados pelo governo federal. No Pará, a meta do programa LUZ PARA TODOS consiste em atender 236,1 mil domicílios.

Os avanços que têm sido alcançados nos últimos anos, desde a criação do programa LUZ NO CAMPO, reforçam a argumentação de que o longo período de descaso do poder público para com a eletrificação rural contribuiu significativamente para tornar dramático o problema do atendimento elétrico deficiente na zona rural paraense.

CAPÍTULO V

AS POLÍTICAS DE ATENDIMENTO ELÉTRICO EM CURSO NO PARÁ

A elevação dos índices de atendimento elétrico a níveis aceitáveis no Pará dependerá da eficiência das ações implementadas em eliminar ou minimizar os efeitos dos elementos que têm potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense.

A universalização do serviço público de energia elétrica é a principal política em curso. Se suas metas forem alcançadas, todas as demandas no território paraense deverão estar atendidas, no máximo, até 2015.

Em função da complexidade existente principalmente na zona rural, torna-se indispensável saber se os prazos estabelecidos para universalizar o atendimento elétrico são realizáveis. Por outro lado, existem indagações sobre o comportamento que será adotado pela CELPA e sobre a compatibilidade desse processo com os modelos de inserção regional e de atendimento elétrico descentralizado.

Este capítulo procura fornecer respostas para esses questionamentos. Através de tópicos específicos, analisa-se o possível comportamento da CELPA, os modelos de inserção regional e de atendimento elétrico descentralizado e a viabilidade das metas da universalização no território paraense, ressaltando os aspectos positivos e negativos dessas ações de atendimento elétrico.

5.1 – O comportamento da CELPA

Após a privatização dessa concessionária, os índices de atendimento elétrico no Pará apresentaram uma melhora substancial, diferentemente do que ocorreu entre 1994 e 1997, quando houve uma redução desses índices.

Em 1997, a CELPA atendia 703.904 consumidores residenciais e 4.251 propriedades rurais em todo território paraense. O índice de atendimento elétrico domiciliar estava em 0,6036 (60,36%). Havia 479,4 mil domicílios particulares permanentes e uma população de 2,2 milhões de habitantes sem acesso ao serviço público de energia elétrica. Dos cento e quarenta e três municípios existentes, vinte municípios não eram atendidos. Em 2003, essa concessionária atendia 1.044.296 consumidores residenciais e 14.559 consumidores rurais. O índice de atendimento elétrico domiciliar passou para 0,7268 (72,68%). Havia 392,6 mil domicílios particulares permanentes e uma população de 1,8 milhão de habitantes sem atendimento elétrico. Todos os municípios tinham acesso ao serviço público de energia elétrica.

Alguns fatores contribuíram para essa melhora do atendimento elétrico no Pará, entre os quais destacam-se:

- ◆ A determinação imposta pelo contrato de concessão da CELPA, que a obrigou a atender todos os municípios paraenses até o final de 1999.
- ◆ A construção de duas grandes redes de transmissão no Estado, com destaque para o TRAMOESTE. Em 1998, por exemplo, existiam 55.423 consumidores residenciais atendidos pela CELPA nos municípios que foram beneficiados pelo TRAMOESTE. Em 2000, essa concessionária estava atendendo 73.015 consumidores residenciais nesses municípios.
- ◆ Os avanços promovidos pela implementação do programa LUZ NO CAMPO, que, embora não tenha alcançado sua meta no Pará, promoveu o atendimento de um número representativo de domicílios e consumidores rurais. Os resultados divulgados no início de 2004 mostram que esse programa atendeu 24.695 famílias rurais nesse Estado (ELETROBRÁS, 2004), além de ter contribuído para o crescimento de 167% no número de consumidores rurais entre 1999 e 2003.
- ◆ A desaceleração da dinâmica demográfica. Entre 1998 e 2003, as taxas de crescimento populacional e domiciliar ficaram, respectivamente, em 2,7% e 3,2% por ano. Essas taxas, embora ainda elevadas, têm apresentado uma redução significativa em relação aos períodos anteriores.

O que se observa é que a participação do poder público, através do estabelecimento de regras para a concessão do serviço público de energia elétrica e do financiamento de obras e programas de eletrificação, torna-se indispensável para elevar os índices de atendimento elétrico no Pará; afinal, existem peculiaridades nesse Estado que dificultam o retorno dos investimentos realizados na expansão do serviço público de energia elétrica.

A Lei Federal nº 10.438¹⁵² e a Resolução nº 223 da ANEEL, de 29 de abril de 2003, que dispõem sobre a universalização do serviço público de energia elétrica no território nacional, bem como o Decreto Federal nº 4.873, que criou o programa LUZ PARA TODOS, tenderão a direcionar as ações da CELPA. Se essa legislação não existisse, essa concessionária continuaria a priorizar a expansão do serviço público de energia elétrica na área da rede interligado, onde o custo desse serviço tende a ser mais baixo. Conseqüentemente, a população da zona rural, localizada na área da rede isolada, continuaria sendo penalizada. Esse quadro seria agravado com a extinção da Conta de Consumo de Combustível (CCC) em 2022.

Em julho de 2002, existiam trinta e cinco municípios no Pará atendidos por termelétricas a Diesel, compondo a área da rede isolada, com a maioria localizada na margem esquerda do rio Amazonas (Figura 36).

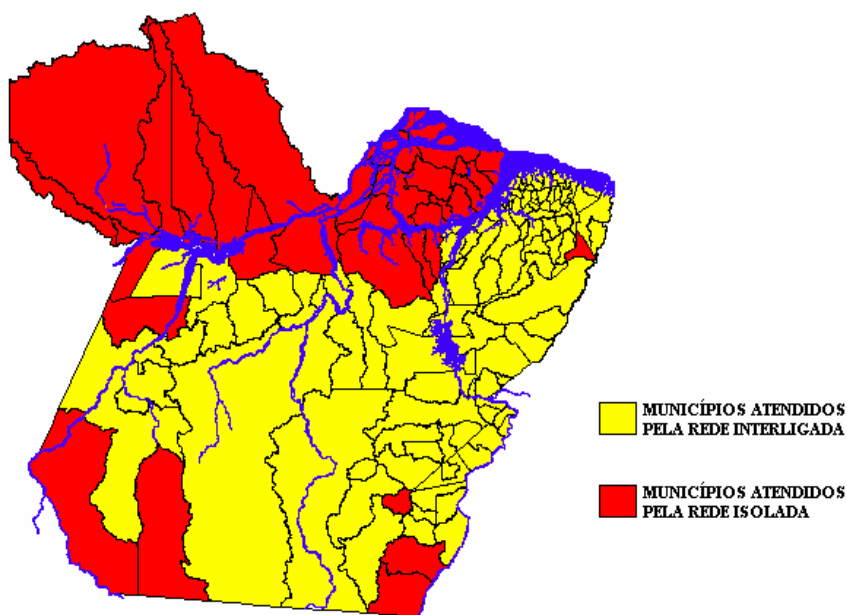


Figura 36: Municípios atendidos pelas redes interligada e isolada em julho de 2002.
Fonte: Elaborada a partir das informações fornecidas SEINFRA (2002).

¹⁵² Essa lei foi posteriormente alterada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003.

Os números sobre o atendimento elétrico no Pará¹⁵³ não deixam qualquer dúvida sobre a preferência da CELPA pelo atendimento na área da rede interligada. Por essa razão, o papel do poder público é fundamental para minimizar os efeitos dessa postura. Entretanto, a decisão de eliminar o subsídio da CCC será uma barreira para o atendimento elétrico rural na área da rede interligada, pois a extinção dessa conta elevará os custos operacionais dessa concessionária, provocando a redução de sua margem de lucro. Em função disso, essa concessionária continuará a privilegiar a expansão da rede interligada no território paraense.

Entre os municípios que atualmente são atendidos por sistemas elétricos isolados, aqueles localizados na ilha do Marajó, provavelmente continuarão nessa condição após a extinção da CCC, devido ao contexto geográfico no qual eles se encontram. Nesses municípios, a CELPA poderá substituir as termelétricas a Diesel por termelétricas a óleo combustível, desde que as demandas possibilitem a inserção dessas plantas de geração, ou por termelétricas que utilizem fontes renováveis, particularmente a biomassa, principalmente se o governo federal criar alguma forma de subsídio para elas.

A interligação à rede elétrica dos outros municípios dependerá da evolução das demandas, da melhoria da situação econômico-financeira da CELPA e da participação ativa dos governos federal e estadual na construção das redes de transmissão e distribuição.

Os municípios localizados na margem esquerda do rio Amazonas, por exemplo, provavelmente estarão interligados à rede elétrica antes de 2022, desde que os governos federal e estadual destinem recursos para a construção da rede de transmissão Calha Norte.

A demanda nesses municípios, incluindo Monte Alegre, estava em 3,4 MW em 2002. Calcula-se que o custo dessa rede para atender essa demanda seria de US\$ 118.60 por MWh. Porém, se a demanda chegar a 4 MW, o custo de transmissão será reduzido para US\$ 99.94 por MWh¹⁵⁴, praticamente o mesmo apresentado pelo TRAMOESTE em 2002. Portanto, se houver empenho dos governos federal e estadual, os municípios localizados na margem esquerda do Amazonas serão interligados bem antes da extinção da CCC.

A universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica forçará a CELPA a mudar sua forma de conduzir o atendimento no Pará. Porém, como esses prazos são relativamente curtos, é possível que muitos domicílios, principalmente na zona rural dos

¹⁵³ Ver Tabela 29, na página 186.

¹⁵⁴ Esses custos de transmissão foram calculados a partir de uma vida útil de 35 anos para a rede de transmissão, uma taxa anual de desconto de 10%. Os custos de manutenção da linha de transmissão não foram considerados.

sistemas isolados, sejam atendidos por pequenos sistemas fotovoltaicos, sem que exista a preocupação em ofertar energia elétrica suficiente para atender todas as demandas da população paraense. Por outro lado, esse processo poderá contribuir muito pouco para o atendimento das propriedades rurais, pois a universalização está centrada no atendimento domiciliar.

5.2 – O modelo de inserção regional

A argumentação de que o problema do acesso de parte da população paraense ao serviço público de energia elétrica será resolvido com a construção de novas plantas de geração de eletricidade é falaciosa, porque o Pará já produz excedente dessa fonte energética. Portanto, os baixos índices de atendimento elétrico não têm relação com a geração de energia elétrica nesse Estado. Além disso, a construção de grandes hidrelétricas no território paraense está sendo pensada para atender demandas elétricas de outras regiões.

O atendimento elétrico da população paraense poderia ser realizado sem a necessidade de construir uma outra grande hidrelétrica. Em 2003, por exemplo, o consumo do setor residencial ficou em 1.595 GWh. Esse setor contava com 1.044.296 consumidores (CELPA, 2004). Portanto, em média, cada consumidor residencial consumiu 1,53 MWh, que corresponde a um consumo médio de 127 kWh por mês. Por outro lado, nesse ano, existiam 392,6 mil domicílios particulares permanentes sem atendimento elétrico no Estado. Tomando como referência o consumo médio de energia elétrica de 2003, calcula-se que esses domicílios poderiam ser atendidos com um acréscimo na oferta interna de energia elétrica de 730 GWh. Para atender todos os consumidores residenciais, a oferta interna ficaria em 2.670 GWh¹⁵⁵. Esse valor corresponde apenas a 21,1% da energia elétrica que foi exportada em 2003.

A ELETRONORTE (s.d.b) reconhece que as hidrelétricas possuem uma natureza de enclave. Isso ocorre porque seus benefícios não são distribuídos de forma justa, o que penaliza a população localizada na área de influência dessas plantas de geração. Essa característica acabou fortalecendo os movimentos contrários à construção de grandes hidrelétricas no Pará.

¹⁵⁵ Esse cálculo considera perdas totais de energia elétrica de 21,6%, que foram verificadas pela CELPA em 2003.

Como forma de eliminar essa barreira, a ELETRONORTE está propondo um modelo de inserção regional¹⁵⁶, no qual as hidrelétricas seriam catalisadoras do desenvolvimento regional. Esse modelo seria implementado no Pará a partir da construção do complexo hidrelétrico Belo Monte, cuja história tem sido bastante problemática.

Em janeiro de 1980, a ELETRONORTE concluiu o Relatório Final dos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia Hidrográfica do Rio Xingu. Esse relatório recomendou um estudo de viabilidade técnico-econômica das hidrelétricas de Kararaô e Babaquara¹⁵⁷.

Segundo a ELETRONORTE (s.d.b), em julho de 1980, os trabalhos foram iniciados, concentrando-se na área da hidrelétrica Babaquara. Entretanto, a constatação de que a hidrelétrica de Kararaô era “a melhor opção para iniciar a integração das usinas do Xingu ao Sistema Interligado Brasileiro” direcionou as atividades para a área dessa hidrelétrica a partir de 1986 (ELETRONORTE, s.d.b, s.p.).

Em janeiro de 1990, a ELETRONORTE encaminhou ao extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), o relatório sobre a viabilidade técnico-econômica da hidrelétrica de Kararaô, uma planta de geração a fio d’água, com capacidade de geração de 11.000 MW, que formaria um reservatório de 1.225 km² (ELETRONORTE, s.d.b).

Em fevereiro de 1989, o I Encontro dos Povos Indígenas foi realizado em Altamira. Segundo PINTO (2002), esse encontro reuniu opositores e defensores da construção da hidrelétrica de Kararaô. Porém, o episódio mais marcante ocorreu quando uma índia passou a lâmina de seu terçado¹⁵⁸ no rosto de um técnico da ELETRONORTE. Esse fato acabou chamando a atenção da comunidade internacional para a questão da construção de grandes hidrelétricas na Amazônia. Uma das conseqüências foi o cancelamento dos financiamentos para a construção dessas plantas de geração nessa região por parte das instituições multilaterais.

Sem clima para a construção da hidrelétrica de Kararaô, a ELETRONORTE se viu obrigada a interromper o processo de construção dessa hidrelétrica e a reformular seu projeto.

Nessa reformulação, a área do reservatório foi reduzida para 440 km², menos da metade do projeto antigo, em função do deslocamento da barragem e do vertedouro para a

¹⁵⁶ Segundo VAINER e ARAÚJO (1992), as primeiras referências sistemáticas sobre a inserção regional no País começaram a aparecer com o Plano Diretor para a Conservação e Recuperação do Meio Ambiente nas Obras e Serviços do Setor Elétrico (I PMDA), elaborado pela ELETROBRÁS em 1986.

¹⁵⁷ Essa hidrelétrica teria a função de regularizar a vazão do rio Xingu.

¹⁵⁸ Terçado é um tipo de facão.

montante do rio Xingu (ELETRONORTE, s.d.b). O nome Kararaô foi substituído por complexo hidrelétrico Belo Monte, em função de contar com uma casa de força principal, que será composta por vinte turbinas de 550 MW, num total de 11.000 MW, e uma casa de força secundária, que será composta por sete turbinas de 26 MW, num total de 182 MW. Belo Monte será capaz de ofertar anualmente 4.702 MW firmes (ELETRONORTE, s.d.b).

A discussão sobre a construção dessa planta de geração começou a fazer parte do cenário energético nacional, quando ele foi incluído no cronograma do Plano Decenal de Expansão 1999/2008, elaborado pela ELETROBRÁS. Nesse plano, a primeira turbina de Belo Monte entraria em operação em setembro de 2008 (ELETROBRÁS, 1999). Portanto, as obras de construção deveriam ter sido iniciadas em 2003, admitindo-se um prazo de cinco anos para sua construção. Porém, isso não ocorreu.

Em 2001, a ameaça de blecaute no sistema elétrico brasileiro criou um ambiente favorável para a construção de Belo Monte. É nesse momento que essa planta de geração assume o papel de projeto estratégico para o País.

O sítio do Complexo Hidrelétrico Belo Monte – CH Belo Monte está localizado no rio Xingu, no Estado do Pará. Quando construído, será o terceiro maior aproveitamento hidrelétrico do mundo, com 11.182 MW de potência instalada. É considerado **uma obra estratégica para o setor elétrico brasileiro**, pois proporcionará a integração entre bacias hidrográficas com diferentes regimes hidrológicos, resultando em ganho da energia garantida no Sistema Interligado (VIEIRA FILHO et al., 2002, p. 677 – grifo nosso).

Esse quadro levou o governo federal a incluir a construção de Belo Monte no programa AVANÇA BRASIL. Entretanto, as medidas de racionamento de energia elétrica afetaram duramente o consumo de energia elétrica no País.

Com o fim do período de estiagem, houve um excesso na oferta de energia elétrica, principalmente porque as medidas de racionamento provocaram uma reorientação do uso da energia elétrica, confirmada pelo crescimento pouco expressivo do consumo, observado logo após o fim da ameaça de blecaute (Tabela 33). Isso acabou adiando os planos para a construção de Belo Monte.

Tabela 33: Comportamento do consumo de energia elétrica no Brasil em TWh.

	2000	2001	2002	2003
Residencial	83,6	73,6	72,7	76,4
Industrial	131,3	122,5	128,2	133,4
Comercial	47,6	44,4	46,6	47,2
Total	307,5	283,3	290,5	303,6

Fonte: ELETROBRÁS (2003b e 2004b).

Atualmente, o crescimento da economia brasileira está sendo utilizado como argumento para a construção de Belo Monte.

As informações preliminares disponíveis sobre os impactos econômicos e socioambientais dessa planta de geração indicam que eles serão menos expressivos do que aqueles provocados pela hidrelétrica de Tucuruí. Segundo a ELETRONORTE (s.d.b), a área inundada pelo reservatório será de 440 km², sendo que uma parte dessa área é inundada nas épocas de cheias do rio Xingu. A formação do reservatório desse complexo hidrelétrico manterá constante a inundação dos igarapés Altamira, Ambé e Pannels e provocará a perda de parte da área rural do município de Vitória do Xingu. Em decorrência, cerca de 3.213 famílias precisarão ser remanejadas. Além disso, a inundação do igarapé Ambé inviabilizará a extração de argila de suas margens para a fabricação de tijolos, que é uma fonte de renda para a população que desenvolve essa atividade. Por outro lado, o volume de água será reduzido na volta grande do rio Xingu, o que provocará a interrupção do transporte fluvial nesse trecho, com reflexos sobre o meio biótico e a socioeconomia local.

Entre os impactos indiretos, a construção de Belo Monte atrairá um número expressivo de trabalhadores de outras regiões. Isso tenderá a provocar um crescimento populacional desordenado em sua área de influência, que terá conseqüências negativas sobre a qualidade de vida da população local. PINTO (2002) também observa que ele consolidará o Pará como província energética dos grandes centros consumidores de energia elétrica do País, condição que pode dificultar o seu desenvolvimento. Por outro lado, a construção dos seus canais bloqueará definitivamente o rio Xingu (PINTO, 2002), o que inviabilizará o uso desse rio para o transporte aquaviário no trecho da volta grande, contrariando a Lei Federal nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, pois o princípio do uso múltiplo dos recursos hídricos não será preservado.

O modelo de inserção regional de Belo Monte possui um plano de ação, que é constituído por cinco pilares fundamentais: educação, qualificação e aperfeiçoamento da mão-de-obra local, fomento à produção local, melhoria da infra-estrutura social e urbana, fortalecimento das instituições públicas e estatais, integração da infra-estrutura de apoio logístico para sua realização (ELETRONORTE, s.d.b). Para a execução do Plano de Inserção Regional, a ELETRONORTE está propondo a criação do Fundo de Inserção Regional, que seria constituído por recursos financeiros dos empreendedores dessa planta de geração (ELETRONORTE, s.d.b).

O objetivo central seria minimizar os impactos econômicos, sociais e ambientais que serão causados pela construção de Belo Monte, através de medidas compensatórias, bem como potencializar seus impactos positivos, além de promover o desenvolvimento regional (VIEIRA FILHO et al., 2002).

O fundamental nas discussões sobre o Plano de Inserção Regional reside em saber se as metas desse plano poderão ser alcançadas, isto é, se sua construção efetivamente contribuirá para o desenvolvimento regional e se seus empreendedores estarão realmente comprometidos com a construção dos pilares propostos, pois as concessionárias do serviço público de energia elétrica vêm suas participações no desenvolvimento regional como uma distorção e extrapolação de suas áreas de competência, que poderiam comprometer a geração de energia elétrica a custo mínimo (VAINER e ARAÚJO, 1992).

A essência da maioria dos pilares desse plano sugere que suas metas só poderão ser alcançadas através da participação dos governos federal, estadual e municipal, uma vez que apenas o pilar que se refere à integração da infra-estrutura de apoio logístico pode ser construído pelas ações de seus empreendedores.

Em relação ao compromisso da ELETRONORTE com a execução desse plano, alguns fatos têm chamado a atenção.

Segundo PINTO (2002), essa concessionária contratou, sem licitação pública, a Fundação de Amparo para o Desenvolvimento da Pesquisa (FADESP), vinculada à Universidade Federal do Pará (UFPA), para realizar a elaboração dos Estudos de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental por um valor de R\$ 3,8 milhões ou mais de R\$ 4 milhões com os aditivos¹⁵⁹. Além disso, a ELETRONORTE ignorou o fato de que os estudos de impactos ambientais deveriam ter sido autorizados pelo Congresso Nacional e

¹⁵⁹ Convertendo esses valores para dólar de 2002, pelo câmbio médio onde US\$ 1 vale R\$ 2,997, tem-se um valor em torno de US\$ 1,3 milhão.

que a competência para o licenciamento seria do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (IBAMA) e não da Secretaria Especial de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Estado do Pará (SECTAM).

Esse comportamento é incoerente com a construção do pilar que prevê o fortalecimento institucional, porque um dos pressupostos para que esse pilar seja construído necessariamente envolve o respeito e o cumprimento da legislação em vigor.

Tudo isso levanta suspeitas sobre o compromisso dos empreendedores de Belo Monte com a construção dos pilares do Plano de Inserção Regional proposto pela ELETRONORTE.

A estratégia utilizada pela ELETRONORTE para obter o aval da sociedade brasileira para a construção de Belo Monte tenta convencê-la de que a energia produzida por ele será necessária para o desenvolvimento do País. Por outro lado, ela tem sustentado que a energia elétrica chegará aos centros consumidores do Nordeste e do Sudeste com um custo baixo. Além disso, ela tem apresentado essa planta de geração como catalisador do desenvolvimento do regional para a sociedade paraense.

A questão da importância de Belo Monte para o País é discutível; afinal, outras plantas de geração poderiam ser construídas para fornecer anualmente os 41.190 GWh, que serão gerados por ele, quando todas as turbinas estiverem em operação. Além disso, em alguns meses no período de estiagem, a geração de energia elétrica ficará comprometida, o que torna a complementaridade entre as bacias hidrográficas das regiões Norte, Nordeste e Sudeste apenas parcialmente verdadeira.

Segundo PINTO (2002), o rio Xingu apresenta ao longo do ano vazões que variam de 443 metros cúbicos por segundo, no período de estiagem, a 30 mil metros cúbicos por segundo, no período de cheias. Em função da redução da vazão no período de estiagem, ele afirma que nenhuma das turbinas do complexo hidrelétrico Belo Monte poderá funcionar por dois ou três meses e que duas a quatro turbinas funcionarão em outros três meses do ano.

A redução das chuvas na Região Norte geralmente começa a partir de maio e se estende até outubro. Agosto, setembro e outubro normalmente são os meses onde as chuvas se tornam mais escassas. Por outro lado, na Região Nordeste, esse período inicia-se geralmente a partir de fevereiro, podendo se estender até setembro, enquanto na Região Sudeste ele começa geralmente a partir de abril, podendo se estender até setembro. Nessas duas regiões, julho, agosto e setembro registram as menores precipitações de chuvas.

Isso leva a crer que nos meses de agosto e setembro, pelo menos, a complementaridade entre as bacias hidrográficas das regiões Norte, Nordeste e Sudeste poderá não ocorrer, devido ao baixo nível dos reservatórios existentes nessas regiões, decorrente da pouca precipitação de chuva. Portanto, PINTO (2002) parece estar correto quando afirma que a complementaridade das bacias hidrográficas, que Belo Monte proporcionará, não passa de um sofisma.

O baixo custo de geração dessa planta de geração é outro aspecto questionável. No Plano Decenal de Expansão 1999/2008, elaborado pela ELETROBRÁS, o investimento total exigido para sua construção está em torno de R\$ 6,32 bilhões e o custo de geração em torno de R\$ 31,1 por MWh, em valores de 1998 (ELETROBRÁS, 1999). Convertendo e atualizando esses valores para dólar de 2004, tem-se um investimento total da ordem de US\$ 6,15 bilhões e um custo de geração em torno de US\$ 30,26 por MWh. Entretanto, a ELETRONORTE (s.d.) afirma que o custo de geração de Belo Monte será de aproximadamente US\$ 12 por MWh.

Essa questão do custo de geração precisa ser esclarecida, porque ela é um aspecto que tem um peso decisivo para a construção dessa planta de geração, pois a energia elétrica gerada poderá chegar às regiões Nordeste e Sudeste com um custo de US\$ 27 por MWh ou de US\$ 45 por MWh¹⁶⁰. Sem esse esclarecimento à sociedade, o baixo custo de geração apresentado pela ELETRONORTE continuará parecendo mais um sofisma.

O Plano de Inserção Regional de Belo Monte transforma essa planta de geração de energia elétrica em um catalisador do desenvolvimento regional. Isso também é outro sofisma, porque a energia elétrica não é catalisadora do desenvolvimento socioeconômico.

Se essa afirmação não fosse verdadeira, a problemática do desenvolvimento enfrentada pelos países pobres seria facilmente solucionada, uma vez que bastaria aos governos desses países direcionar os recursos financeiros disponíveis para a construção de plantas de geração de energia elétrica.

A energia elétrica nas sociedades modernas é apenas um dos suportes necessários para que o processo de desenvolvimento socioeconômico possa se intensificar. Isso pode ser observado, por exemplo, na formação do PIB, uma vez que a produção de bens e serviços exige disponibilidade de capital, mão-de-obra, matérias-primas, tecnologia e energia. STARR e FIELD (1979) também chamam a atenção para a importância das

¹⁶⁰ Utiliza-se como referência um custo de transmissão de US\$ 15 por MWh, que está no patamar do custo de transmissão da rede de transmissão Norte-Sul.

limitações e escolhas da sociedade, que em última análise determinarão os tipos de bens e serviços que serão produzidos e, conseqüentemente, o valor do PIB. Deve-se perceber também que essa produção precisa ser competitiva e ter aceitação no mercado, condição que exige a implementação de uma série de medidas político-econômicas. Por outro lado, os benefícios gerados pelo crescimento econômico precisam ser distribuídos por toda sociedade, uma outra condição que exige a implementação de uma série de medidas político-sociais. Portanto, nenhuma planta de geração por si só tem a capacidade de promover o desenvolvimento socioeconômico.

A construção dos pilares do Plano de Inserção Regional de Belo Monte exigirá vultosos recursos financeiros. A ELETRONORTE está propondo a criação do Fundo de Inserção Regional para dar suporte a esse plano. Entretanto, se esse fundo for efetivamente criado, ele provavelmente será insuficiente para atingir as metas propostas, porque um aporte mais significativo de recursos financeiros aumentará os custos dos empreendedores.

O único mecanismo que existe para aportar recursos aos Estados e municípios localizados na área de influência das hidrelétricas é a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos. Entretanto, esse aporte não é tão significativo, o que limita a participação desses atores no processo de desenvolvimento regional.

As Leis Federais n° 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e n° 9.984, de 17 de julho de 2000, estabeleceram um percentual de 6,75% a título de compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos¹⁶¹, que devem ser pagos pelas concessionárias que geram energia elétrica a partir desses recursos. A Lei Federal n° 8.001, de 13 de março de 1990, que foi posteriormente alterada pelas Leis Federais n° 9.984, de 17 de junho de 2000, e n° 9.993, de 24 de julho de 2000, estabelece que 6% devem ser distribuídos da seguinte forma: Estados, 45%, Municípios, 45%, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), 4%, Ministério do Meio Ambiente (MMA), 3%, e Ministério de Minas e Energia (MME), 3%, enquanto 0,75% deve ser direcionado à Agência Nacional de Águas (ANA) para a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Em síntese, do total arrecadado

¹⁶¹ A equação utilizada pela ANEEL para o cálculo da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos (CFURH) é a seguinte: $CFURH = \text{energia gerada} \times \text{tarifa atualizada de referência (TAR)} \times 6,75\%$. Em 2002, a TAR ficou em R\$ 32,58 por MWh (US\$ 11.16 por MWh, pelo câmbio médio anual de 2002). Em 2003, a TAR ficou em R\$ 39,43 por MWh (US\$ 12.81 por MWh, pelo câmbio médio anual de 2003). Em 2004, a TAR estava em R\$ 44,20 (US\$ 15.16 por MWh, pelo câmbio médio anual de 2004).

com a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos, 80% ficam com os Estados e Municípios e 20%, com a União.

Em 2003, a arrecadação total da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos paraenses, incluindo juros e multa, ficou em R\$ 61,3 milhões. Desse total, o Pará e os municípios atingidos pelas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una receberam cerca de R\$ 49 milhões¹⁶². Seis inteiros e setenta e cinco centésimos por cento da tarifa atualizada de referência de R\$ 39,43 por MWh, equivalente a US\$ 12.81 por MWh, corresponderam a R\$ 2,66 por MWh ou a US\$ 0.86 por MWh. Porém, se for considerado apenas os cinco inteiros e quarenta centésimos que efetivamente foram distribuídos entre o Estado e os municípios atingidos, chega-se a um valor de R\$ 2,13 por MWh ou US\$ 0.69 por MWh, pago efetivamente pela apropriação de parte do potencial hidrelétrico paraense para gerar energia elétrica, bem como pelos impactos econômicos e socioambientais causados por essas hidrelétricas.

O manuseio da equação da compensação financeira aponta para um problema em relação à arrecadação dos recursos financeiros. Se a geração total de energia elétrica nesse Estado for calculada a partir dessa equação, obtém-se uma geração total de 23.023 GWh em 2003. Porém, nesse ano, somente a hidrelétrica de Tucuruí gerou 27.187 GWh (ELETRONORTE, 2004). Em 2002, isso também ocorreu, uma vez que a geração total da energia elétrica obtida pelo manuseio da equação da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos ficou em 24.074 GWh, enquanto a geração nas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una chegou a 26.003 GWh (SIESE, 2002). Essa geração de energia elétrica subestimada tem diminuído a arrecadação do Estado e dos municípios paraenses.

O exemplo mais significativo sobre a pequena contribuição da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos para o desenvolvimento regional no Pará é observado nos municípios que estão na área de influência das hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una, uma vez que seus índices de desenvolvimento e de atendimento elétrico não são tão expressivos no Estado (Tabela 34).

¹⁶² Convertendo esses valores para dólar de 2003, têm-se respectivamente US\$ 19,9 milhões e US\$ 15,9 milhões.

Tabela 34: Alguns indicadores de desenvolvimento dos municípios que atualmente recebem a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos no Estado do Pará¹⁶³.

	POSIÇÃO IDH	IDH	POSIÇÃO RENDIA	IDH - RENDA	ÍNDICE DE ATENDIMENTO ELÉTRICO DOMICILIAR	POSIÇÃO ATENDIMENTO ELÉTRICO DOMICILIAR	COMPENSAÇÃO FINANCEIRA (US\$ 2003)
Breu Branco	0,665	78 ^a	0,588	43 ^a	0,472	69 ^a	588.269
Goianésia do Pará	0,665	79 ^a	0,602	33 ^a	0,324	104 ^a	1.349.975
Itupiranga	0,619	124 ^a	0,516	97 ^a	0,34	100 ^a	249.269
Jacundá	0,691	46 ^a	0,635	20 ^a	0,811	10 ^a	686.755
Nova Ipixuna	0,664	84 ^a	0,582	44 ^a	0,439	73 ^a	166.774
Novo Repartimento	0,626	118 ^a	0,527	86 ^a	0,378	88 ^a	3.498.192
Santarém	0,746	7 ^a	0,598	37 ^a	0,692	32 ^a	66.548
Tucuruí	0,755	5 ^a	0,641	18 ^a	0,653	39 ^a	1.358.719

Fonte: Elaborada a partir de informações do IPEA (2004), IBGE (2003a), CELPA (2003a), ANEEL (2003).

O município de Novo Repartimento é o caso que chama mais atenção, uma vez que seus índices são melhores apenas do que aqueles apresentados pelo município de Itupiranga e, no entanto, ele é o município que mais tem recebido recursos da compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos.

Essa compensação continuará insuficiente para promover o desenvolvimento regional e provavelmente os empreendedores de Belo Monte não estarão dispostos a aumentar seus custos, o que poderá tornar o Fundo de Inserção Regional uma fonte insuficiente de recursos.

Não existe qualquer evidência de que esse quadro será diferente para os municípios localizados na área de influência dessa planta de geração, mesmo porque o desenvolvimento socioeconômico, onde o acesso ao serviço público de energia elétrica é parte integrante, continuará a depender das ações e dos recursos financeiros dos governos federal, estadual e municipal.

5.3 O paradigma do atendimento elétrico descentralizado

Tem-se enfatizado que o princípio da economia de escala é um dos elementos que têm conduzido a expansão do sistema elétrico em todo mundo. Como consequência, grandes plantas de geração são construídas para atender grandes centros consumidores,

¹⁶³ O IDH, o IDH – Renda e o índice de atendimento elétrico domiciliar referem-se a 2000, enquanto a compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos refere-se a 2003. Na conversão de valores, utilizou-se a cotação média anual de 2003, onde US\$ 1 valia R\$ 3,0775.

enquanto as pequenas demandas elétricas são ignoradas, uma vez que elas se contrapõem a sua viabilidade.

O paradigma do atendimento elétrico descentralizado pode contribuir para ampliar o acesso da população ao serviço público de energia elétrica, porque ele se fundamenta na geração e oferta local de eletricidade em menor escala, eliminando a necessidade da construção de extensas redes de transmissão e distribuição para realizar o atendimento elétrico. Por essa razão, a descentralização pode contribuir para elevar os índices de atendimento elétrico no Pará.

Essa constatação não quer dizer que a carência de atendimento elétrico é um problema relacionado à geração de energia elétrica. Na verdade, a descentralização é apenas uma alternativa aos elevados custos envolvidos na construção de extensas redes elétricas para atender demandas pequenas e dispersas. Por outro lado, deve ficar claro que sua contribuição para elevar os índices de atendimento elétrico independe da utilização das fontes energéticas renováveis; afinal, o atendimento elétrico descentralizado também pode ser realizado pelo uso das fontes energéticas não-renováveis, como o óleo Diesel, em pequenas plantas de geração.

O alto custo de geração é uma barreira importante que impede a disseminação do atendimento elétrico descentralizado. A geração em pequena escala, a demanda reduzida, o baixo nível de desenvolvimento tecnológico de algumas alternativas energéticas e a insipiente participação no mercado tendem a elevar os custos do atendimento elétrico descentralizado. Porém, esse tipo de atendimento torna-se competitivo em áreas distantes da rede elétrica, mas em patamares elevados. Por essa razão, o subsídio é um mecanismo indispensável para a redução dos custos do atendimento elétrico descentralizado.

Um levantamento sobre os custos de geração de algumas fontes energéticas renováveis em todo o mundo revela que a energia solar fotovoltaica apresenta os custos mais elevados, variando de US\$ 250 a 1,250 por MWh, enquanto a energia eólica, de US\$ 50 a 130 por MWh, e a biomassa, de US\$ 50 a 150 por MWh¹⁶⁴ (TURKENBURG, 2000). Contudo, no Pará, onde é comum encontrar um único domicílio, completamente isolado, geralmente localizado às margens dos rios, os sistemas fotovoltaicos podem ter um papel importante no atendimento elétrico, mesmo apresentando esses custos.

O custo de geração dos pequenos grupos geradores a Diesel também é elevado, embora essa tecnologia já esteja consolidada no mercado. Calcula-se que um grupo

¹⁶⁴ Valores em dólar de 1998.

gerador a Diesel, capaz de gerar cerca de 55,4 kWh diariamente, pode apresentar um custo de geração de US\$ 250 por MWh¹⁶⁵.

Atualmente, a tarifa de energia elétrica mais elevada praticada no setor residencial está em US\$ 118 por MWh¹⁶⁶. Portanto, o subsídio para o atendimento elétrico descentralizado é um mecanismo indispensável.

Algumas famílias residentes na zona rural paraense possuem renda suficiente para suportar os elevados custos do atendimento elétrico descentralizado. Isso é confirmado pela presença de pequenos grupos geradores a Diesel utilizados para atender suas demandas. SILVA (1997) faz essa constatação nas comunidades residentes na ilha do Combu, município de Belém, Estado do Pará. Porém, essas famílias não despertam o interesse da CELPA, porque a implantação de um grande número de sistemas descentralizados aumentará os seus custos operacionais, reduzindo sua margem de lucro.

O gerenciamento desses sistemas é outra barreira que está dificultando o uso mais amplo das fontes energéticas renováveis para a geração de energia elétrica no território paraense, uma vez que eles têm sido abandonados por problemas relacionados à falta de assistência técnica. Isso foi constatado nas comunidades das travessas C, no município de Santo Antônio do Tauá, onde foram instalados sistemas fotovoltaicos, e na comunidade de Praia Grande, no município de Ponta de Pedras, onde foi instalado um sistema eólico-Diesel.

Os moradores dessas comunidades relataram que os sistemas de atendimento elétrico apresentaram bom funcionamento, enquanto as instituições executoras dos projetos estavam presentes. A partir do momento em que os moradores passaram a gerenciá-los, em função do término dos prazos estabelecidos pelas agências financiadoras, a falta de assistência técnica levou ao abandono dos mesmos.

O problema da falta de assistência técnica parece estar relacionado à forma com que o governo federal tem conduzido os programas de atendimento elétrico descentralizado.

¹⁶⁵ O cálculo deste custo de geração está baseado em um grupo gerador Diesel, com potência de 9,24 kW, operando seis horas diariamente. As premissas utilizadas foram uma taxa anual de desconto de 10%, uma vida útil de 20 anos, um custo do kW instalado de US\$ 347.49, bem como um preço de US\$ 0.48 por litro para o diesel e um gasto anual com a operação e manutenção do grupo gerador em torno de US\$ 0.041 por kWh gerado. Valor em dólar de 2004.

¹⁶⁶ Essa tarifa foi obtida no Anexo I, da Resolução Homologatória nº 192, de 5 de agosto de 2004, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que passou a vigorar a partir de 7 de agosto de 2004. A conversão para dólar foi realizada pelo câmbio de US\$ 1 para R\$ 2,456, de 11 de maio de 2005. Não está incluído o ICMS, que corresponde a 25%.

A democratização das ações de maneira desorganizada, pois há o envolvimento de muitos atores que, em alguns casos, não têm capacidade técnica e/ou financeira para manter os sistemas de atendimento elétrico em funcionamento após o término dos prazos estabelecidos para a instalação, e a falta de um compromisso maior dos governos estadual e municipal têm contribuído para o abandono prematuro desses sistemas. Além disso, os programas de atendimento elétrico têm se preocupado praticamente apenas com a instalação dos sistemas de atendimento elétrico, negligenciando a operação e a manutenção, pois não existem recursos financeiros para essas atividades, que geralmente são transferidas para as comunidades atendidas.

A desorganização na coordenação e na execução dos programas de atendimento e o interesse em criar mercado para as fontes energéticas renováveis a qualquer custo têm criado barreiras para a descentralização.

O PRODEEM, conforme estabelece o artigo 1º, do decreto que o criou, deveria ter as seguintes finalidades:

- I - viabilizar a instalação de microssistemas energéticos de produção e uso locais, em comunidades carentes isoladas não servidas por rede elétrica, destinados a apoiar o atendimento das demandas sociais básicas;
- II - promover o aproveitamento das fontes de energia descentralizadas no suprimento de energéticos aos pequenos produtores, aos núcleos de colonização e às populações isoladas;
- III - complementar a oferta de energia dos sistemas convencionais com a utilização de fontes de energia renováveis descentralizadas;
- IV - promover a capacitação de recursos humanos e o desenvolvimento da tecnologia e da indústria nacionais, imprescindíveis à implantação e à continuidade operacional dos sistemas a serem implantados.

Essas finalidades revelam que o foco central do PRODEEM era o atendimento elétrico descentralizado. Isso significa que embora esse programa incentivasse a utilização descentralizada das fontes renováveis, ele não descartava o uso de sistemas elétricos baseados em fontes não-renováveis para o atendimento da população rural. Até porque essa atitude seria completamente irracional sob a ótica do planejamento, pois esse mecanismo é que deve indicar o tipo de sistema a ser implantado, através de análises das demandas, das condições socioeconômicas, dos impactos socioambientais e das diversas tecnologias disponíveis no mercado.

Na prática, no entanto, as finalidades do PRODEEM acabaram sendo deturpadas. Em suas fases iniciais, esse programa procurou ampliar as opções de atendimento elétrico, através da aquisição de dois sistemas eólicos e da construção de duas microcentrais hidrelétricas (MME, 2003c). Entretanto, ao longo dos anos, esse programa se transformou apenas em um instrumento de disseminação dos sistemas fotovoltaicos. Essa atitude não favoreceu o desenvolvimento da indústria nacional, porque esses sistemas eram importados.

O elevado custo de geração dos sistemas fotovoltaicos limitou o atendimento de todas as demandas elétricas da população. Como resultado, o PRODEEM passou a instalar os sistemas fotovoltaicos apenas em escolas, postos médicos, para o bombeamento de água e iluminação pública, excluindo os domicílios rurais sob a questionável justificativa de que dessa forma os sistemas elétricos implantados poderiam **“beneficiar a qualidade de vida das comunidades como um todo e não particularmente a apenas alguns indivíduos”** (MME, 2003e, p. 7 – grifo do autor).

Essa estratégia disseminou os sistemas fotovoltaicos por todo País, porém houve um total descontrole em sua condução, que tem impedido a identificação dos sistemas elétricos instalados.

No Pará, por exemplo, até 2002, o PRODEEM havia realizado 1.168 instalações (Figura 37), correspondendo a quase 10% de todas as instalações que esse programa efetuou no País.

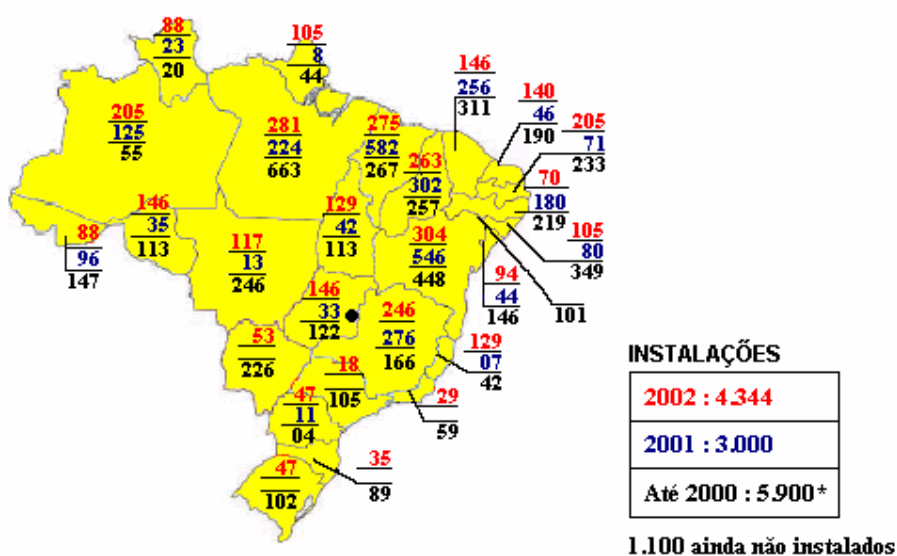


Figura 37: Instalações do PRODEEM no Brasil.
Fonte: MME/SE/DNDE (2003f).

O projeto “Levantamento de Projetos de Eletrificação de Comunidades Isoladas Utilizando Fontes Renováveis de Energia” identificou 210 sistemas fotovoltaicos, com uma capacidade instalada de 138,79 kWp (PINHO et al., 2002). Portanto, menos de 20% das instalações totais realizadas no território paraense.

O PRODEEM utilizou um forte apelo socioambiental para ter a simpatia dos vários segmentos da sociedade. Entretanto, paradoxalmente, o atendimento elétrico proporcionado por ele era insatisfatório, uma vez que as demandas residenciais foram ignoradas. Essas demandas não eram contempladas por um motivo meramente político-econômico; afinal, se elas fossem atendidas, o número de comunidades beneficiadas por esse programa seria bem menor, pois os recursos financeiros disponíveis não eram tão representativos. Conseqüentemente, sua repercussão política na sociedade seria menos significativa. Além disso, existe o interesse de criar mercado para a tecnologia fotovoltaica, inclusive por parte de muitos pesquisadores que estão envolvidos com ela, através da redução do custo de capital dos sistemas fotovoltaicos por meio do aumento da produção em escala, o que só pode ser alcançado com uma grande disseminação dessa tecnologia.

O atendimento insatisfatório das demandas da população não foi o único problema apresentado pelo PRODEEM. Uma auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) nesse programa acabou revelando uma série de problemas técnicos, operacionais e de gerenciamento (MME, 2003c), destacando-se:

- Carência de peças de reposição para os equipamentos importados;
- Defeitos técnicos em equipamentos, principalmente nas bombas de água.
- A ausência de representantes e estoques de peças sobressalentes no País resultou na canibalização dos equipamentos do programa em estoque, com conseqüente perda de continuidade do programa nas localidades afetadas;
- Defasagem temporal entre aquisição e instalação dos sistemas;
- A participação da indústria nacional no PRODEEM limitou-se ao fornecimento de baterias e outros equipamentos de menor conteúdo tecnológico (os painéis fotovoltaicos, os controladores, os inversores, os divisores de tensão e as bombas adquiridas pelo programa eram todos importados);
- Manutenção deficiente e sistemas com falhas operacionais ou não funcionando;
- Existências de sistemas aguardando reparos e/ou instalação por longos períodos;

- Carência de pessoal treinado para atendimento às comunidades beneficiadas;
- Instalação de equipamentos em localidades diferentes das previstas;
- Instalação de sistemas em escolas que não funcionam, ou não possuem condições adequadas, e em localidades já providas pela rede convencional;
- Indefinição dos papéis dos coordenadores regionais na execução do programa, bem como das contrapartidas dos municípios participantes;
- Inexistência de controle patrimonial dos equipamentos instalados;
- Ausência de instrumentos que garantam a transferência de responsabilidade pela guarda patrimonial dos sistemas instalados;
- Participação restrita no programa dos diversos núcleos de pesquisa em fontes alternativas de energia;
- Inexistência de parcerias formais entre o MME, coordenadores regionais e prefeituras municipais;
- Falta de integração das ações governamentais, que resultaram em sistemas instalados em locais inadequados e implantação da rede elétrica após a instalação dos sistemas, com conseqüente necessidade de relocações de sistemas;
- Os convênios não trataram adequadamente a questão da capacitação de recursos humanos para treinamento de usuários na utilização dos sistemas, uma vez que aquelas obrigações foram limitadas ao término da vigência do mesmo, sem considerar a continuidade do programa.

O PRODEEM também tornou o planejamento um mecanismo inútil, porque ele concebeu os sistemas fotovoltaicos como solução pré-determinada para o atendimento elétrico.

A assinatura de convênios com as prefeituras e secretarias estaduais também facilitou o uso desse programa como instrumento político.

No Pará, entre 2000 e 2001, foram instalados 93 sistemas fotovoltaicos, em dez municípios, através do convênio: GEP-SECTAM/MME-PRODEEM (PINHO et al., 2002). Um levantamento realizado por esta pesquisa constatou que desse total, sessenta e nove sistemas fotovoltaicos foram instalados em seis municípios administrados pelo Partido Social Democrático Brasileiro (PSDB), nove, em um município administrado pelo Partido da Frente Liberal (PFL), oito, em um município administrado pelo Partido Progressista Brasileiro (PPB) e sete, em dois municípios administrados pelo Partido Moderado

Democrático Brasileiro (PMDB). Cabe ressaltar que a administração estadual, da qual faz parte a Secretaria Executiva de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente (SECTAM), está sob controle do PSDB desde 1995. Por outro lado, o PPB fazia parte da coligação que reelegeu o governador Almir Gabriel (PSDB), enquanto o PFL e o PMDB eram partidos aliados ao governo federal na época em que esse convênio foi celebrado.

A auditoria realizada pelo TCU recomendou que o PRODEEM fosse totalmente reestruturado e determinou que seja criado um controle mais eficiente sobre os sistemas instalados. Em função disso, um processo de reestruturação foi iniciado a partir de julho de 2003, com término previsto para dezembro de 2004, cuja finalidade consistiu em integrar o PRODEEM ao programa LUZ PARA TODOS (MME, 2003d). Porém, essa proposta não tem o menor sentido, porque o programa LUZ PARA TODOS pretende também promover o atendimento elétrico rural descentralizado, com a vantagem de não privilegiar qualquer fonte energética e de não atender apenas demandas coletivas.

A coordenação do PRODEEM elaborou o Plano de Revitalização e Capacitação (PRC-PRODEEM), que em linhas gerais tem como objetivos melhorar o controle e o gerenciamento dos sistemas de atendimento elétrico instalados, bem como tornar esse atendimento mais eficiente e sustentável. Nesse plano, percebe-se a intenção de ampliar o aproveitamento das fontes energéticas renováveis. Entretanto, o PRC-PRODEEM mantém a essência excludente desse programa, porque ele não trata da extensão do atendimento elétrico aos domicílios.

A existência do PRODEEM acabou isentando o LUZ NO CAMPO do atendimento elétrico descentralizado, pois o decreto que criou este programa determinou que ele deveria ser implementado em articulação com aquele.

O programa LUZ PARA TODOS foi criado para promover o atendimento elétrico da população rural brasileira até 2008. Conforme estabelece o Decreto Federal nº 4.873, esse programa tem seis prioridades:

- Implantação de projetos de atendimento elétrico em municípios com índice de atendimento inferior a oitenta e cinco por cento, segundo dados do Censo 2000;
- Implantação de projetos de eletrificação rural que beneficiem populações atingidas por barragens, cuja responsabilidade não esteja definida para o executor do empreendimento;
- Implantação de projetos de eletrificação rural que enfoquem o uso produtivo da energia elétrica e que fomentem o desenvolvimento local integrado;

- Implantação de projetos de eletrificação rural em escolas públicas, postos de saúde e poços de abastecimento d'água;
- Implantação de projetos de eletrificação rural que visem atender assentamentos rurais;
- Implantação de projetos de eletrificação para o desenvolvimento da agricultura familiar.

Em nenhum momento, esse decreto faz referência ao tipo de atendimento elétrico (centralizado ou descentralizado) e às alternativas energéticas (fontes renováveis ou não-renováveis). Isso deixa subentendido que a concepção de atendimento elétrico do programa LUZ PARA TODOS é mais ampla, diferenciando-se daquela do PRODEEM, que ficou centrada exclusivamente no atendimento elétrico descentralizado, e do LUZ NO CAMPO, que se limitou à conexão da rede elétrica. Contudo, esse decreto apresenta uma grande contradição.

O programa LUZ PARA TODOS está utilizando as informações do IBGE sobre o acesso à iluminação elétrica¹⁶⁷. Porém, essas informações incluem tanto os domicílios atendidos pela CELPA como os que geram energia elétrica para consumo próprio. O problema é que muito destes domicílios têm acesso à energia elétrica insuficiente e de baixa qualidade, o que é bastante comum no Pará. Portanto, os domicílios nessa situação poderão ser excluídos por esse programa.

A utilização dos dados do IBGE também apresenta outro grave problema, pois a Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD) não faz o levantamento da situação dos domicílios rurais na Região Norte, provavelmente por uma questão de custo. As únicas informações disponíveis sobre a situação desses domicílios são fornecidas pelos Censos Demográficos, que é um levantamento decenal. Portanto, se isso não for modificado, o acompanhamento anual da evolução do acesso ao serviço público de energia elétrica nessa região será impossível.

O prazo de cinco anos estabelecido pelo programa LUZ PARA TODOS parece insuficiente, particularmente para os Estados que apresentam baixos índices de eletrificação rural e onde o atendimento rural será complexo, como é o caso do Pará.

¹⁶⁷ O Decreto 4.873, no seu artigo 1º, usa explicitamente os termos atendimento elétrico e serviço público de energia elétrica. No artigo 5º, inciso primeiro, ele faz referência à utilização das informações do IBGE sobre o acesso à iluminação elétrica. Ressalta-se que as informações sobre os domicílios com energia elétrica fornecidas pelo IBGE são apresentadas de duas formas: iluminação elétrica com medidor e iluminação elétrica sem medidor. Entretanto, os índices de atendimento elétrico estão sendo calculados pelo número total dos domicílios com iluminação elétrica, o que dá uma falsa idéia de que todos os domicílios rurais com iluminação elétrica têm acesso ao serviço público de energia elétrica.

Em 2003, existiam 362,4 mil domicílios rurais no território paraense. Desse total, 185,6 mil possuíam iluminação elétrica. Portanto, 176,8 mil domicílios rurais não tinham qualquer tipo de atendimento. Há uma tendência de retração do número de domicílios rurais no território. Em 2008, se essa tendência for mantida, podem existir 273,6 mil domicílios. Isso significa que os domicílios rurais sem qualquer tipo de atendimento poderão ficar em 88 mil domicílios, desde que não ocorra uma redução nos domicílios com iluminação elétrica. Portanto, em média, o programa LUZ PARA TODOS teria que promover o atendimento de 17,7 mil domicílios por ano ao longo de cinco anos. Esse número é superior a média de atendimento do programa LUZ NO CAMPO.

Como o tempo para atender os domicílios rurais é relativamente curto, provavelmente o planejamento será negligenciado e o atendimento elétrico através de sistemas fotovoltaicos seja uma prática comum. Isso poderá levar a má aplicação dos recursos, ao atendimento insatisfatório das demandas da população e ao abandono dos sistemas elétricos após suas instalações, como ocorreu com o PRODEEM.

5.4 – A universalização do serviço público de energia elétrica

O artigo 3º da Constituição Federal de 1988 estabelece que são objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil:

- I - construir uma sociedade livre, justa e solidária;
- II - garantir o desenvolvimento nacional;
- III - erradicar a pobreza e a marginalização e reduzir as desigualdades sociais e regionais;
- IV - promover o bem de todos, sem preconceitos de origem, raça, sexo, cor, idade e quaisquer outras formas de discriminação.

Esses objetivos tornam a universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica uma questão central, porque o atendimento elétrico de todos os brasileiros é uma das condições para que se construa uma sociedade justa e solidária, onde o bem-estar da população prevaleça. Entretanto, em nenhum momento, essa Constituição deixa isso explícito.

O processo de privatização da distribuição de energia elétrica no Brasil desencadeou uma preocupação em relação à parcela da população não-atendida pela concessionária, porque muitos brasileiros vivem em áreas que dificultam ou mesmo não permitem o retorno dos investimentos que necessitam ser realizados para atender suas demandas.

De certa forma, essa preocupação forçou o governo federal a implementar algumas medidas, com o objetivo de garantir o atendimento elétrico dessa população.

SANTOS et al. (1999) e PAZZINI et al. (2002) observam que a universalização do serviço público de energia elétrica é parte integrante dos contratos de concessão, celebrados entre a União e as concessionárias privatizadas.

Particularmente, no Contrato de Concessão de Distribuição nº 182/98, celebrado entre a União e a CELPA, em 28 de julho de 1998, a determinação para que essa concessionária universalize o atendimento elétrico aparece na quarta subcláusula, da cláusula segunda desse contrato, que trata das condições de prestação dos serviços, uma vez que o poder concedente a obriga a atender os pedidos dos interessados na utilização do serviço público de energia elétrica concedido, mas sem fixar prazos e condições para que isso ocorra. Além disso, na quinta subcláusula, também da cláusula segunda, o poder concedente deixa explícito que o custo do atendimento elétrico ficará por conta dessa concessionária, sendo respeitado os limites de investimentos estabelecidos pela legislação.

O termo universalização provavelmente foi inserido na legislação pelo Projeto de Lei nº 2.905/2000. Entre outras determinações, ele atribuía a ANEEL a competência para estabelecer as metas e a forma de utilizar os recursos para a universalização do serviço público de energia elétrica.

Esse Projeto de Lei acabou dando origem a Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que tem como uma de suas finalidades a promoção da universalização. Essa lei também deu à ANEEL a competência para definir as metas e as áreas que cada concessionária deverá atender, para utilizar indicadores que permitam o acompanhamento do atendimento elétrico, para estabelecer os critérios para a antecipação desse atendimento, para definir os procedimentos que serão adotados pela ANEEL para promover a universalização.

A regulamentação da Lei nº 10.438 ocorreu com a edição da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, pela ANEEL, que lança as diretrizes e as metas do plano para universalizar o serviço público de energia elétrica no País. Além disso, essa Resolução define o que deve ser a universalização.

Universalização: atendimento a todos os pedidos de nova ligação para fornecimento de energia elétrica a unidades consumidoras com carga instalada menor ou igual a 50 kW, em tensão inferior a 2,3 kV, ainda que necessária a extensão de rede de tensão inferior ou igual a 138 kV, sem

ônus para o solicitante, observados os prazos fixados nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica (Resolução nº 223, Art. 2º, de 29 de abril de 2003).

Uma questão importante nessa definição é que as concessionárias somente são obrigadas a atender a população se ela solicitar o atendimento elétrico. Em outras palavras, a universalização está vinculada a uma solicitação da população interessada em ser atendida. Portanto, há a possibilidade de que o atendimento elétrico não chegue a todos os brasileiros.

A Resolução nº 223 não levou em consideração que muitos domicílios geram energia elétrica para consumo próprio, que ela é de baixa qualidade e insuficiente para atender suas demandas em muitos casos, que apresenta custos elevados. Isso ocorreu porque a ANEEL utilizou as informações do IBGE para definir os índices de atendimento elétrico domiciliar e as metas do Plano de Universalização da Energia elétrica. Como resultado, muitos domicílios poderão não ser atendidos pelas concessionárias.

No Pará, por exemplo, a tabela da ANEEL que especifica as metas da universalização mostra que existiam 1.308.511 domicílios nesse Estado em 2000, dos quais 1.034.075 tinham energia elétrica (ANEEL, 2004). Portanto, 274.436 domicílios paraenses não tinham energia elétrica. Porém, como a CELPA atendia 884.612 nesse ano (CELPA, 2002a), existiam 423.899 domicílios sem acesso ao serviço público de energia elétrica. Conseqüentemente, a metodologia que está sendo utilizada pela ANEEL ignora a condição de mais de 149 mil domicílios paraenses.

A Resolução nº 223 também prioriza o atendimento nos domicílios nos municípios onde o índice de acesso à energia elétrica é maior. Como esses municípios geralmente são mais desenvolvidos economicamente, possuem elevada densidade demográfica e melhor infra-estrutura, essa postura perpetua a discriminação socioeconômica.

Ressalta-se, no entanto, que o decreto que criou o programa LUZ PARA TODOS adotou uma postura completamente diferente daquela assumida pela Resolução nº 223, porque ele determina que esse programa priorize a implantação de projetos de eletrificação rural nos municípios que apresentam índice de acesso à energia elétrica inferior a 85%, conforme os dados divulgados pelo IBGE em 2000. Isso é um grande avanço em relação ao atendimento elétrico rural no País, porque esse programa tenderá a priorizar os municípios que apresentam mais baixos índices de desenvolvimento socioeconômico.

Embora a metodologia da ANEEL minimize a responsabilidade da CELPA no atendimento elétrico da população paraense, isso não significa que as metas de universalização serão alcançadas facilmente no Pará, uma vez que a dinâmica demográfica, a fisiografia adversa e as dificuldades econômico-financeiras enfrentadas por essa concessionária tenderão a dificultar o atendimento elétrico.

A universalização no Pará está dividida em sete etapas e deverá ser alcançada entre 2004 e 2015 (Apêndice III), sendo que cada etapa foi definida a partir do índice de acesso à iluminação elétrica.

Até o final de 2004, a CELPA teria que atender todos os domicílios localizados em Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí. Em 2000, o índice médio de acesso à energia elétrica nesses municípios estava em 0,9926 (99,26%). Esse índice apontava para cerca de 3 mil domicílios e para uma população em torno de 14 mil habitantes sem qualquer tipo de atendimento¹⁶⁸.

A tendência do crescimento dos domicílios particulares permanentes totais mostra que o número de domicílios totais nesses municípios estaria em 521,3 mil em 2004 (Figura 38).

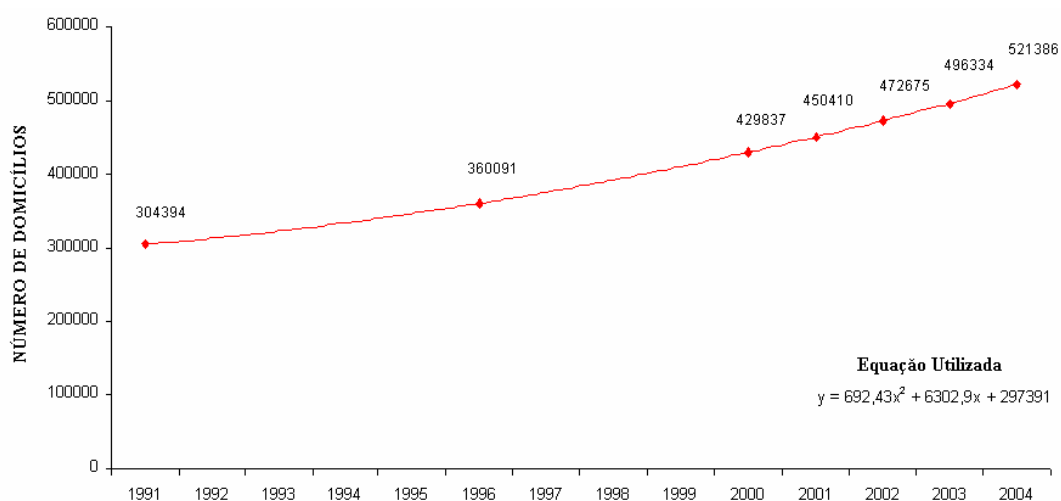


Figura 38: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica deverá ser alcançada até 2004.

Fonte: Elaboração a partir dos IBGE (1994, 2003a e 2004b).

¹⁶⁸ O índice de atendimento elétrico domiciliar, no entanto, apontava para cerca de 21 mil domicílios e para uma população em torno de 91 mil habitantes sem atendimento elétrico nesses municípios.

Se essa tendência foi mantida, houve um acréscimo de 91,5 mil novos domicílios nesses municípios entre 2000 e 2004. Somando-os com aqueles que não tinham energia elétrica em 2000, o total a ser atendido seria de 94,5 mil domicílios. Entretanto, a CELPA atendeu 19.811 novos consumidores residenciais nos municípios de Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí em 2001 e 2002. Isso significa que ela precisaria atender mais 74,7 mil domicílios nesses municípios em 2003 e 2004 para cumprir as metas de universalização do serviço público de energia elétrica.

A segunda etapa desse processo se estenderá até 2006, quando os municípios de Castanhal, Curionópolis, Paragominas, Parauapebas, Redenção, Salinópolis, Santa Bárbara do Pará, Santa Isabel do Pará e Sapucaia deverão ter todos os seus domicílios com energia elétrica. Em 2000, o índice médio de acesso à energia elétrica nesses municípios estava em 0,9485 (94,85%). Esse índice apontava para cerca de 5 mil domicílios e uma população em torno de 24 mil habitantes sem acesso à energia elétrica¹⁶⁹.

A tendência de crescimento dos domicílios particulares permanentes mostra que o número desses domicílios nesses municípios poderá chegar a quase 111 mil domicílios em 2006 (Figura 39).

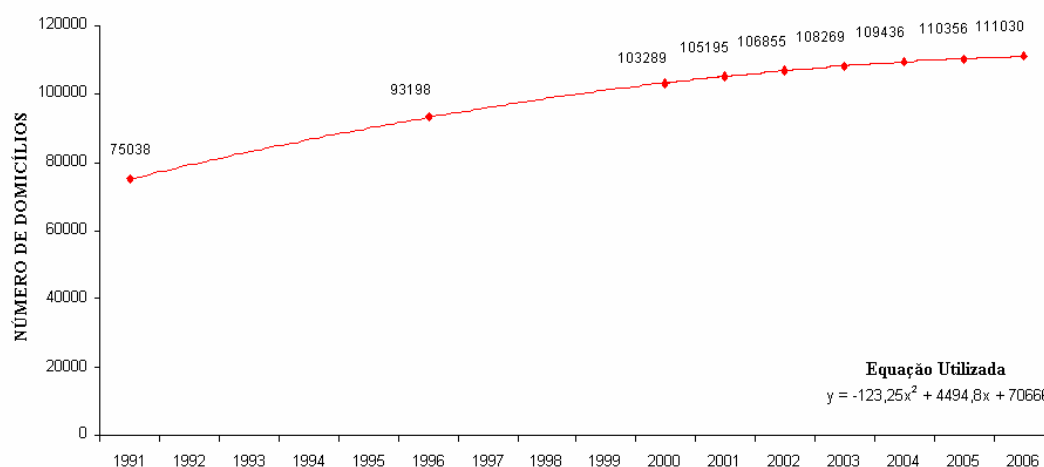


Figura 39: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica deverá ser alcançada até 2006.

Fonte: Elaboração a partir dos IBGE (1994, 2003a e 2004b).

¹⁶⁹ O índice de acesso domiciliar ao serviço público de energia elétrica, no entanto, apontava para cerca de 23 mil domicílios e para uma população em torno de 101 mil habitantes sem atendimento elétrico nesses municípios.

Se essa tendência for mantida, haverá um acréscimo de aproximadamente 7,7 mil novos domicílios nos referidos municípios. Somando-os com aqueles que não tinham energia elétrica em 2000, tem-se um total de 12 mil domicílios que precisarão ser atendidos pela CELPA. Entretanto, essa concessionária atendeu 13.695 novos consumidores residenciais nesses municípios em 2001 e 2002.

Esse número de consumidores residenciais atendidos nesse período, acima da projeção, pode significar que a CELPA tem levado o atendimento elétrico para domicílios que tinham iluminação elétrica, mas que não eram atendidos por ela. Ele também sugere que essa concessionária provavelmente não terá dificuldades para alcançar a meta prevista nessa etapa da universalização.

Em 2008, a universalização deverá chegar aos municípios de Abel Figueiredo, Altamira, Capanema, Curuçá, Dom Eliseu, Jacundá, Marabá, Marapanim, Rio Maria, Rodon do Pará, Santarém Novo, São Francisco do Pará, São João da Ponta, Tailândia, Terra Alta, Vigia e Xingua. Em 2000, o índice médio de acesso à energia elétrica nesses municípios estava em 0,8715 (87,15%). Esse índice apontava para cerca de 18 mil domicílios e para uma população de 83 mil habitantes sem atendimento elétrico¹⁷⁰.

A tendência mostra que o número de domicílios particulares permanentes nesses municípios poderá ficar em torno de 129,9 mil em 2008 (Figura 40).

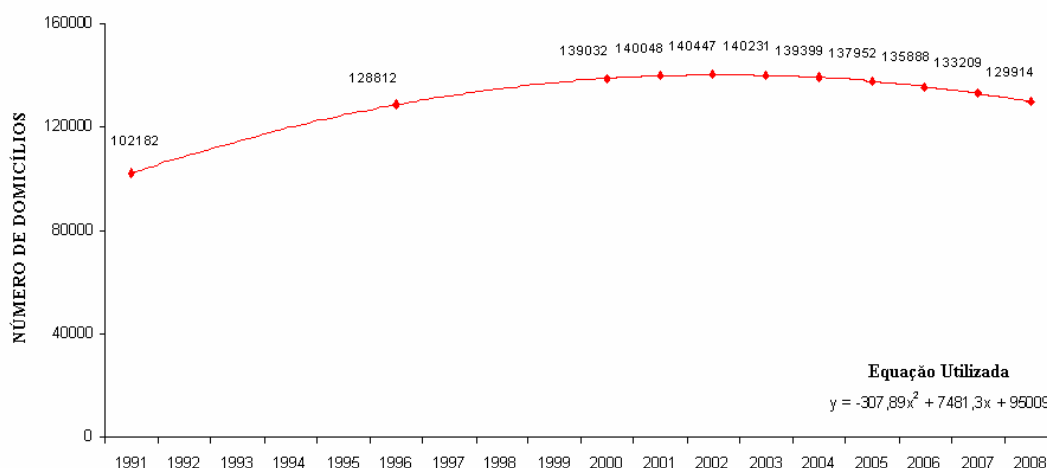


Figura 40: Tendência de crescimento do número de domicílios particulares permanentes nos municípios onde a universalização do acesso à iluminação elétrica deverá ser alcançada até 2008.

Fonte: Elaboração a partir dos IBGE (1994, 2003a e 2004b).

¹⁷⁰ O índice de atendimento elétrico domiciliar, no entanto, apontava para cerca de 33 mil domicílios e para uma população em torno de 147 mil habitantes sem atendimento elétrico nesses municípios.

Se essa tendência for mantida, haverá uma redução de 9,1 mil domicílios nesses municípios. É provável que essa retração também ocorra em uma parcela dos domicílios com energia elétrica, porém ela deverá ser maior nos domicílios que não têm acesso a essa fonte energética.

Em 2001 e 2002, a CELPA atendeu 16.805 novos consumidores residenciais nos referidos municípios. Isso também sugere que essa concessionária provavelmente não terá dificuldades para alcançar a meta dessa etapa da universalização da energia elétrica nesses municípios.

A manutenção da universalização, particularmente na zona urbana dos municípios Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí, exigirá investimentos significativos, pois o incremento de novos domicílios urbanos nesses municípios será elevado (Figura 41). Esse será um fator complicador, visto que a CELPA terá que manter a universalização da energia elétrica nos municípios listados na etapa II, bem como universalizar o acesso à energia elétrica nos municípios listados na etapa III e na zona rural paraense.

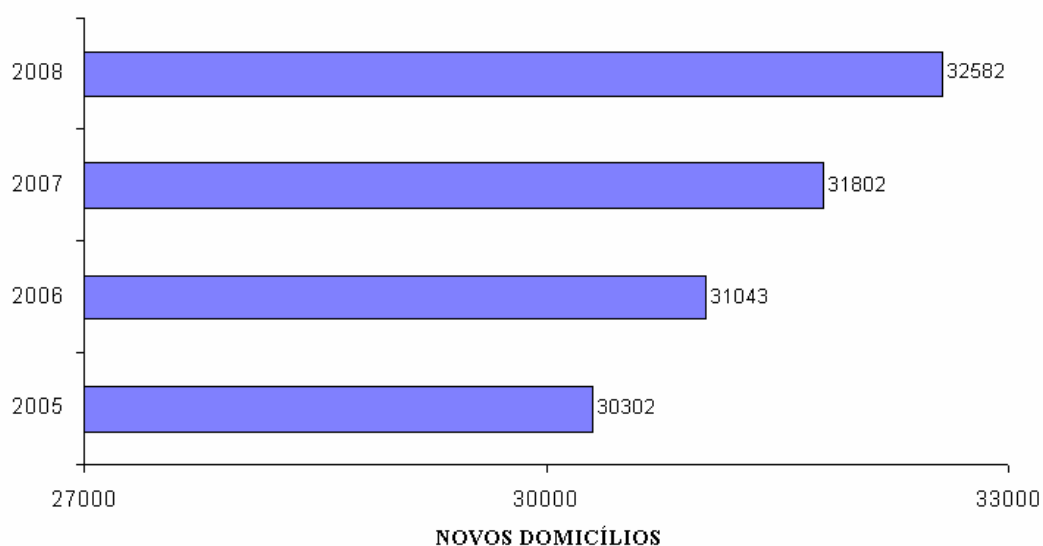


Figura 41: Estimativa do incremento de novos domicílios urbanos nos municípios Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí.

Fonte: Elaboração própria.

O programa LUZ PARA TODOS antecipará o acesso dos domicílios rurais ao serviço público de energia elétrica naqueles municípios onde as metas de universalização da energia elétrica foram estabelecidas para depois de 2008.

O Pará possuía 397.817 domicílios rurais em 2000 (IBGE, 2003a). O índice de acesso à energia elétrica na zona rural paraense estava em 0,3699 (36,99%), significando que 250,7 mil domicílios e uma população de 1,31 milhão de habitantes não tinham energia elétrica.

A tendência que pode ser observada na Figura 42 mostra que o número total de domicílios particulares permanentes nesse Estado poderá chegar a quase 1,7 milhão em 2008.

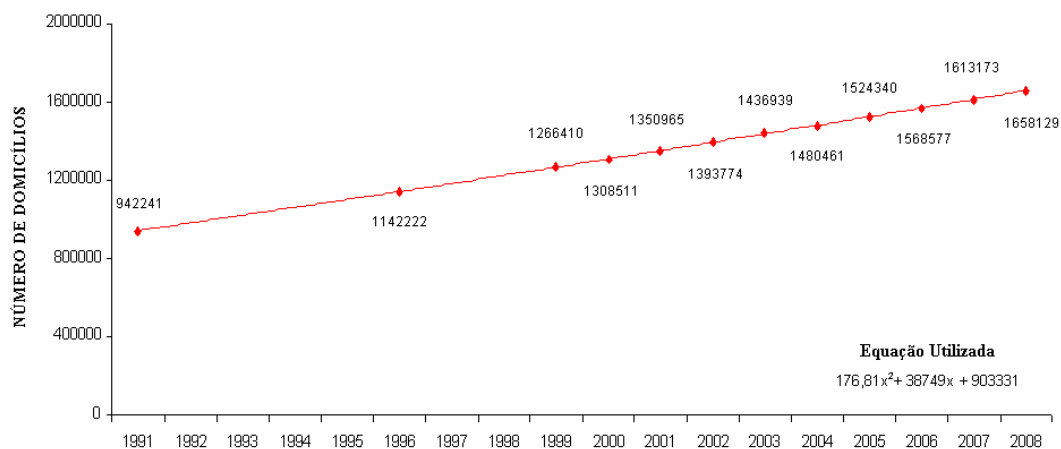


Figura 42: Tendência do crescimento dos domicílios particulares permanentes até 2008.

Fonte: Elaboração a partir dos IBGE (1994, 2003a e 2004b).

É fato, no entanto, que há um intenso processo de urbanização instalado no território paraense. Entre 1991 e 2001, o percentual de domicílios urbanos passou de 53,9% para 69,6%. Se essa tendência for mantida, esse percentual chegará a 83,5% em 2008 (Figura 43).

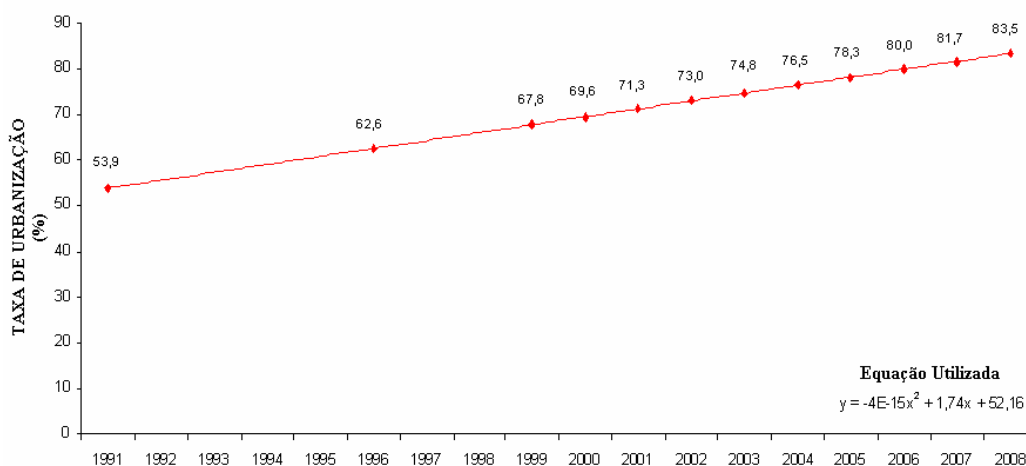


Figura 43: Tendência do processo de urbanização no Estado do Pará até 2008.

Fonte: Elaboração própria.

Como consequência dessa dinâmica demográfica, o número de domicílios rurais ficará em 273,6 mil. Portanto, apresentando uma retração superior a trinta pontos percentuais em relação aos domicílios rurais existentes em 2000.

As tendências apresentadas mostram que o Pará contava com cerca de 362,4 mil domicílios rurais em 2003, quando o decreto que criou o programa LUZ PARA TODOS foi editado. Desse total, estima-se que cerca de 185,6 mil domicílios rurais tinham acesso à energia elétrica¹⁷¹. Portanto, o índice de acesso à energia elétrica na zona rural estava em 0,5122 (51,22%).

Essa significativa melhora, como já foi mencionado, teve uma contribuição importante do programa LUZ NO CAMPO. Além disso, a retração do número de domicílios rurais também contribuiu para esse aumento.

Em 2008, se o número de domicílios rurais paraenses chegar a 273,6 mil, a CELPA precisará atender 88 mil domicílios rurais paraenses¹⁷² para que a meta do programa LUZ PARA TODOS seja alcançada no Pará.

¹⁷¹ O número dos domicílios rurais com iluminação elétrica foi calculado através da soma dos domicílios com acesso à iluminação elétrica em 2000 e dos domicílios rurais atendidos pelo programa “Luz no Campo” até 2003, num total de 38.487 domicílios rurais (DIÁRIO DO PARÁ 10/01/2004). Portanto, admite-se que o número de domicílios rurais com iluminação elétrica foi aumentado apenas pelo atendimento proporcionado pelo programa “Luz no Campo”. Os domicílios rurais que provavelmente terão acesso à iluminação elétrica pelos seus próprios meios não são considerados.

¹⁷² Esse número de domicílios rurais refere-se a todo o Estado. Desta forma, ele inclui os domicílios rurais dos municípios listados nas etapas I, II e III da universalização do acesso à iluminação Elétrica. Essa

O grande problema que esse programa enfrentará provavelmente não residirá no número de domicílios rurais a ser atendido, mas no contexto fisiográfico e socioeconômico em que esses domicílios se encontram. Haverá situações em que os rios e a floresta serão uma barreira intransponível para o atendimento elétrico convencional. Por essa razão, acredita-se que a CELPA atenderá muitos domicílios rurais através da instalação de sistemas autônomos de atendimento elétrico, particularmente o fotovoltaico.

Se a meta do programa LUZ PARA TODOS for alcançada, a universalização do acesso à energia elétrica no território paraense ficará praticamente restrita às zonas urbanas, uma vez que as tendências de crescimento do número de domicílios e de urbanização mostram que o número de domicílios rurais continuará a diminuir após 2008.

Como os domicílios estão mais concentrados nas zonas urbanas, entende-se que o processo de urbanização tenderá a facilitar o alcance das metas da universalização nos municípios listados nas etapas IV, V, VI e VII, devido à concentração populacional.

A manutenção da universalização no Pará provavelmente não será problemática após 2015. Entre 2015 e 2020, a tendência mostra que o número de domicílios particulares permanentes deverá passar de aproximadamente 1,98 milhão para cerca de 2,23 milhões, portanto, registrando uma taxa anual de crescimento de 2,34% nesse período. Isso significa um incremento de menos de 50 mil novos domicílios por ano, principalmente localizados nas zonas urbanas dos municípios paraenses.

Cabe lembrar que a média de atendimento da CELPA, observada entre 1999 e 2003, ficou bem acima desse número. Além disso, provavelmente a situação econômico-financeira futura da CELPA poderá estar melhor que a atual, pois as perspectivas de geração de receita por essa concessionária são elevadas, devido ao aumento das tarifas de energia elétrica, ao uso de tecnologias estáveis e ao crescimento do mercado (GUERRA et al., 2002).

As tendências mostram que o grande problema para a universalização do serviço público de energia elétrica no Pará residirá em alcançar as metas estabelecidas até 2008, principalmente no que diz respeito ao atendimento dos domicílios rurais. Entretanto, deve-se ressaltar que o atendimento dos domicílios rurais, através do programa LUZ PARA TODOS, contará com forte apoio financeiro do governo federal, pelo menos até o final de 2006, quando se realiza a próxima eleição presidencial.

estimativa admite que o número de domicílios rurais, com acesso à energia elétrica em 2000, permaneceu inalterado até 2003.

CAPÍTULO VI

REPENSANDO AS POLÍTICAS DE ATENDIMENTO ELÉTRICO

É notório que um número cada vez maior de famílias tem tido acesso ao serviço público de energia elétrica com o passar dos anos no Pará. Entretanto, esse avanço tem ocorrido muito lentamente, principalmente na zona rural, porque as políticas energéticas têm sido pouco eficientes para eliminar ou minimizar os efeitos dos elementos que têm potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense.

Este capítulo pretende apontar diretrizes, com base em todo o conhecimento adquirido ao longo do desenvolvimento desta pesquisa, que possam facilitar a universalização do serviço público de energia elétrica, particularmente na zona rural desse Estado, onde reside o maior problema.

6.1 – Reestruturando o atendimento elétrico rural

A implementação de políticas de atendimento elétrico, antes de qualquer outra coisa, deve necessariamente passar pela clara compreensão do que é o atendimento elétrico e quais são seus objetivos.

Entende-se que o atendimento elétrico consiste no fornecimento do serviço público de energia elétrica a todos os consumidores atuais e futuros interessados, com o objetivo de disponibilizar contínua e suficientemente energia elétrica para que eles satisfaçam suas necessidades, sem causar a degradação ao meio ambiente e sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, mediante solicitação de atendimento às mesmas.

O primeiro aspecto a ser ressaltado nessa definição é que ela concebe o atendimento elétrico como sinônimo de fornecimento do serviço público de energia elétrica, vinculando-o à concessionária, independentemente do tipo de atendimento, ou seja, centralizado ou descentralizado. Portanto, aquele indivíduo ou grupo social que gera energia elétrica para consumo próprio não é considerado atendido.

Outro aspecto importante na definição de atendimento elétrico é que ele não deve ficar restrito apenas aos domicílios. Atender novos consumidores comerciais, industriais, rurais e públicos, bem como manter a qualidade do serviço público de energia elétrica para os consumidores atendidos, também devem ser princípios norteadores do atendimento elétrico.

A finalidade do atendimento elétrico consiste em atender todas as demandas dos consumidores atuais e futuros de forma satisfatória. Entretanto, isso não pode ser realizado a qualquer custo, uma vez que o meio ambiente não deve ser negligenciado e o endividamento excessivo das concessionárias deve ser evitado.

Deve-se, no entanto, observar que o atendimento satisfatório das demandas elétricas depende do conhecimento que se tem sobre elas. Portanto, as mesmas precisam ser identificadas e quantificadas através de um diagnóstico socioeconômico, pois as condições socioeconômicas e as aspirações dos consumidores exercem influências sobre elas. No caso do atendimento elétrico descentralizado, o levantamento dos potenciais energéticos locais deve ser realizado. Para finalizar, torna-se necessário desenvolver análises de viabilidade econômica, socioambiental e tecnológica das alternativas energéticas, com o objetivo de selecionar a melhor opção para a geração de energia elétrica, bem como elaborar um plano de gerenciamento ambiental, quando houver necessidade, com o objetivo de mitigar os impactos ambientais.

Todas essas atividades são partes integrantes do planejamento, que deve ser considerado um instrumento indispensável à universalização do serviço público de energia elétrica. Exceção deve ser feita para o atendimento elétrico descentralizado de demandas individualizadas e muito pequenas, por exemplo, residências isoladas às margens dos rios, muito comuns no Pará. Nessas situações, sabe-se que o sistema fotovoltaico constitui-se na melhor alternativa, porque ele não exige contínua manutenção e porque essas demandas tendem a tornar inviáveis qualquer outra alternativa energética.

O atendimento elétrico, principalmente da zona rural, exige investimentos consideráveis, que devem ser realizados de acordo com a capacidade de investimento das

concessionárias para não comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das mesmas e, conseqüentemente, a qualidade do fornecimento do serviço público de energia elétrica. Por essa razão, as metas de atendimento elétrico não devem ser estabelecidas sem o conhecimento da capacidade de investimento das concessionárias.

Um último aspecto que merece ser ressaltado refere-se à manifestação do desejo ter acesso ao serviço público de energia elétrica por parte dos interessados, pois são eles que devem optar ou não pelo atendimento elétrico, uma vez que os consumidores geralmente assumem os custos das instalações elétricas no interior das unidades consumidoras e pagam tarifas e impostos pela energia que consomem. Em função disso, o atendimento elétrico não pode ser imposto pelas concessionárias ou pelo poder público. Porém, é imprescindível que a população esteja ciente de seus direitos.

O atendimento elétrico, nessa perspectiva, precisa ser realizado por uma estrutura organizada e eficiente, que ainda não existe no País.

A ANEEL foi criada pela Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a finalidade de “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”. Portanto, no que concerne à universalização, essa agência deveria apenas fiscalizar o cumprimento das metas estabelecidas. Entretanto, as Leis Federais nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e nº 10.848, de 15 de março de 2004, simplesmente ignoraram a finalidade da ANEEL, pois estabeleceram que essa agência deveria definir as metas da universalização, que é uma atividade inerente ao planejamento. Como resultado, algumas falhas têm sido detectadas.

No artigo 2º, da Resolução nº 223, existe uma contradição em relação à definição de consumidor atendido, uma vez que este é definido como o titular de unidade consumidora atendida diretamente por sistema da concessionária, conforme regulamentação da ANEEL, mas, por outro lado, a metodologia utilizada por essa agência para o cálculo do índice de atendimento elétrico considera, implicitamente, consumidor atendido como o possuidor de iluminação elétrica, mesmo que ela não seja fornecida pela concessionária.

O resultado dessa contradição é que muitos domicílios que possuem iluminação elétrica, porém de forma insatisfatória, estão sendo considerados atendidos e por essa razão podem ser excluídos da universalização do serviço público de energia elétrica.

A ANEEL transferiu para as concessionárias a responsabilidade de elaborar os planos de universalização, ou seja, planejar o atendimento elétrico. Isso se constitui em outra falha, porque as concessionárias tendem a colocar seus interesses quase sempre acima dos da sociedade.

A Resolução nº 223, no seu artigo 3º, concebe a universalização a partir do modelo de atendimento elétrico centralizado. Entretanto, será impossível promovê-la, particularmente na zona rural, por exemplo, do Pará, somente através da extensão da rede elétrica.

Os prazos para o alcance da universalização ignoram completamente a complexidade de cada unidade da federação, uma vez que eles foram estabelecidos apenas a partir dos índices de atendimento elétrico.

O artigo 12º, da Resolução nº 223, estabelece que as concessionárias terão que quantificar o nível urbano e rural de universalização. O problema é que o IBGE não fornece anualmente o número total de domicílios rurais da Região Norte. Provavelmente, as concessionárias dessa região terão que fazer estimativas, que podem apresentar um baixo grau de confiabilidade.

A estrutura operacional do programa LUZ PARA TODOS também apresenta algumas falhas.

A Comissão Nacional de Universalização (CNU) possui uma essência centralizadora, pois é constituída predominantemente por ministros de Estado. Provavelmente, as políticas e diretrizes implementadas por essa comissão para integrar as políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento rural serão pouco eficientes, porque as peculiaridades das pequenas comunidades rurais dificilmente serão consideradas.

O Comitê Gestor Nacional (CGN) tem entre suas atribuições a análise das ações integradas de desenvolvimento, porém, como ele é constituído predominantemente por representantes do sistema elétrico, essa atribuição provavelmente não será exercida eficientemente.

O levantamento das demandas e a elaboração do Programa de Obras do LUZ PARA TODOS serão realizados pelas concessionárias e pelas cooperativas de eletrificação rural, cabendo aos Comitês Gestores Estaduais (CGE) apenas avaliar as demandas e definir as obras que deverão ter prioridade, utilizando critérios pré-definidos pelo manual de operacionalização desse programa (MME, s.d.b). Isso significa que as concessionárias e as cooperativas de eletrificação rural, na prática, não serão apenas agentes executores da

universalização na zona rural, uma vez que elas terão a função de planejar o atendimento elétrico, definindo o número de consumidores a ser atendido de acordo com os seus interesses.

A Tabela 35 mostra que a maior parte dos domicílios rurais será atendida nos dois últimos anos do programa LUZ PARA TODOS. Portanto, após a eleição presidencial de 2006. Em caso de não-reeleição do atual governo, esse programa provavelmente poderá ser extinto. Conseqüentemente, as metas estabelecidas para 2007 e 2008 terão que ser revistas. Porém, se isso não acontecer, a CELPA terá dificuldades para alcançar essas metas, porque o número de consumidores urbanos e rurais será muito elevado.

Tabela 35: Metas de atendimento estabelecidas pela CELPA para o programa LUZ PARA TODOS no Estado do Pará.

CONCESSIONÁRIA	2004	2005	2006	2007	2008
CELPA	6.000	40.000	60.000	45.000	85.050

Fonte: MME (2004b).

Em 2008, por exemplo, estima-se que essa concessionária terá que atender 118,3 mil domicílios para cumprir e manter as metas de universalização no Pará¹⁷³. Como sua situação econômico-financeira provavelmente não será modificada radicalmente no curto prazo, ela terá dificuldades para realizar esse atendimento.

Embora a estrutura institucional existente não seja a mais adequada para promover a universalização no País, ela provavelmente terá êxito em universalizar o atendimento elétrico na zona urbana, bem como na zona rural de algumas unidades da federação, principalmente naquelas economicamente mais desenvolvidas, densamente mais habitadas, com índices de eletrificação rural elevados, relativamente com pequena extensão territorial, como o Distrito Federal, Santa Catarina, Rio de Janeiro, Espírito Santo. Entretanto, na zona rural paraense, isso dificilmente irá acontecer até 2008, pois suas características são completamente opostas.

Se o grande desafio para universalizar o atendimento elétrico está na zona rural da maior parte das unidades da federação, a criação de uma instituição federal (agência)¹⁷⁴,

¹⁷³ Essa estimativa está baseada nos 85.050 domicílios rurais que deverão ser atendidos em 2008, bem como no incremento de 33,2 mil domicílios urbanos que deverá ocorrer nos 31 municípios que fazem parte das etapas I, II e III da universalização do serviço público de energia elétrica.

¹⁷⁴ Nos Estados Unidos, por exemplo, um grande avanço em relação à eletrificação rural foi alcançado depois da criação da Rural Electrification Administration (REA) em 1935. Como resultado, o percentual de sedes de fazendas eletrificadas passou de 11% em 1932 para 35% em 1941 (EIA, 1996a). Esse percentual passou para

voltada especificamente para coordenar e planejar o acesso dos domicílios e propriedades rurais ao serviço público de energia elétrica, torna-se indispensável.

Essa agência deveria ser vinculada ao MME, porém com total independência política, financeira e de pessoal. Entre as principais atribuições que poderiam ser dadas a ela, destacam-se:

- I – Coordenar e estabelecer as diretrizes gerais para universalização do serviço público de energia elétrica na zona rural, bem como planejar o atendimento elétrico;
- II – Implantar departamentos nas unidades da federação, com o objetivo de atuar de forma descentralizada;
- III – Definir a metodologia mais adequada para identificar os índices de atendimento elétrico e para acompanhar a evolução da universalização nos Estados;
- IV – Estabelecer critérios técnicos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica e ao gerenciamento ambiental dos projetos de atendimento elétrico;
- V – Agregar as informações obtidas através do planejamento em um banco de dados nacional, aberto ao acesso público;
- VI – Elaborar os planos de universalização através de seus departamentos;
- VII – Discutir os planos de universalização com as concessionárias e cooperativas de eletrificação rural, refazendo-os quando necessário;
- VIII – Elaborar relatórios mensais sobre as ações e os projetos implementados em cada Estado, contendo as informações necessárias para o acompanhamento da universalização;
- IX – Verificar se os projetos de atendimento elétrico estão de acordo com os critérios técnicos estabelecidos;
- X – Assinar os termos de compromisso juntamente com os governos estaduais, concessionárias, cooperativas de eletrificação rural e a ANEEL;
- XI – Estabelecer os critérios para a liberação dos recursos destinados ao atendimento elétrico;
- XII – Gerenciar e repassar às concessionárias e cooperativas de eletrificação rural os recursos destinados à universalização;
- XIII – Estimular as cooperativas de eletrificação rural a promover o atendimento elétrico descentralizado, através de financiamento para a aquisição de peças e equipamentos para

98% em 1961 (ZOMERS, 2001). Em 1994, a Rural Utilities Service (RUS) substituiu a REA, com a proposta de levar para a zona rural americana não apenas o serviço de energia elétrica, mas também de telecomunicações, abastecimento de água e coleta de lixo (EIA, 1996a). No caso dos Estados Unidos, a REA e a RUS foram vinculadas ao Departamento de Agricultura.

os sistemas elétricos, com taxas de juros reduzidas, subsídio dos custos de capital e combustível, quando houver necessidade, bem como promover a capacitação e garantir suporte técnico para o atendimento elétrico;

XIV – Estabelecer parcerias com o IBGE, inclusive com o aporte de recursos financeiros, com o objetivo de fazer previsão sobre a dinâmica demográfica e o acompanhamento do atendimento elétrico na zona rural, bem como com instituições federais, estaduais, municipais e não-governamentais ligadas ao desenvolvimento da zona rural;

XV – Repassar à ANEEL as informações necessárias para que essa agência possa fiscalizar e penalizar as concessionárias e cooperativas de eletrificação rural em caso do não-cumprimento dos termos de compromisso;

XVI – Fazer a divulgação da universalização do serviço público de energia elétrica junto à população rural, com o objetivo de conscientizá-la sobre os seus direitos e torná-la um aliado na fiscalização do atendimento elétrico;

XVII – Financiar projetos de pesquisa dentro da temática eletrificação rural.

O primeiro ponto que merece ser ressaltado é que as concessionárias e cooperativas de eletrificação rural seriam instrumentos de execução dos planos de universalização na zona rural, diferentemente do que acontece com a estrutura operacional do programa LUZ PARA TODOS, onde elas planejam e executam esses planos. Entretanto, isso não significa isentá-las do planejamento do atendimento elétrico, porque elas atuariam em parceria no levantamento das demandas elétricas, dos potenciais energéticos locais, das características socioeconômicas dos consumidores. Além disso, as concessionárias e cooperativas de eletrificação rural forneceriam as informações necessárias para a definição das metas do plano de universalização e do montante de recursos anuais a serem alocados para o atendimento elétrico.

A idéia de implantar departamentos em cada unidade da federação visa a descentralização das ações de atendimento elétrico, semelhante aquela que originou os CGE do programa LUZ PARA TODOS. Entretanto, esses departamentos necessariamente deveriam possuir uma organização e atribuições completamente distintas desses comitês, porque eles teriam um corpo essencialmente técnico, em um número suficiente para desenvolver suas atribuições, sob a coordenação de um administrador indicado pelo Diretor-Geral da agência proposta, diferentemente dos CGE, que são constituídos por representantes do MME, dos governos estaduais, das agências reguladoras estaduais, das associações estaduais de prefeitos, da concessionária estadual de distribuição de energia

elétrica, das cooperativas de eletrificação rural, além de outros representantes institucionais, num total de nove membros. Por outro lado, esses departamentos seriam concebidos para planejar e elaborar os planos de universalização na zona rural, enquanto os CGE são apenas instrumentos de gerenciamento das ações nos Estados, pois não têm capacidade técnica para planejar e elaborar esses planos.

O levantamento dos domicílios e propriedades rurais com e sem acesso ao serviço público de energia elétrica e o conhecimento do comportamento futuro da dinâmica demográfica são fundamentais para a definição dos índices de atendimento elétrico e das metas a serem alcançadas, bem como para a avaliação do processo de universalização na zona rural. Porém, como já foi mencionado, o IBGE só divulga informações sobre a zona rural dos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia e Roraima decenalmente nos Censos Demográfico e Agropecuário. Por essa razão, uma parceria entre a agência que iria promover o atendimento elétrico na zona rural e esse instituto, com o objetivo de suprir essa carência de informação, seria de muita utilidade.

Um outro importante aspecto a ser destacado refere-se à integração entre ações de desenvolvimento socioeconômico e de atendimento elétrico, que é considerada essencial para garantir a continuidade do fornecimento de eletricidade, pois os programas de geração de renda proporcionam as condições necessárias para a população rural suportar os custos elevados do serviço público de energia elétrica.

A integração entre as políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento rural poderia ser realizada por institutos estaduais de desenvolvimento socioeconômico rural criados em cada unidade da federação, cuja principal atribuição seria elaborar os planos de desenvolvimento rural dos assentamentos e das comunidades. Esses institutos atuariam em parceria com a agência responsável pela universalização na zona rural, com o Instituto Nacional de Reforma Agrária (INCRA), com as prefeituras e com instituições não-governamentais no sentido de estabelecer políticas integradas para desenvolver a zona rural.

O gerenciamento dos recursos financeiros para promover a universalização na zona rural é outro ponto que merece ser destacado. Tem-se argumentado que o papel das concessionárias e cooperativas de eletrificação rural deve ficar restrito à execução dos planos de universalização. Por essa razão, entende-se que o gerenciamento dos recursos da CDE pela ELETROBRÁS é um erro; afinal, toda concessionária, mesmo sendo estatal, tem interesses particulares envolvidos na expansão do sistema elétrico. Em função disso,

os recursos financeiros destinados à universalização podem priorizar o atendimento elétrico centralizado, como ocorreu com o programa LUZ NO CAMPO, ficando o descentralizado restrito aos sistemas fotovoltaicos. Essa preocupação torna-se ainda maior porque os planos de universalização serão elaborados pelas concessionárias.

Para evitar que isso venha a ocorrer, os recursos financeiros disponíveis para promover o atendimento elétrico na zona rural deveriam ser gerenciados e aplicados pela agência proposta para universalizar o serviço público de energia elétrica no campo.

Não se deve esquecer que o atendimento elétrico descentralizado é um nicho de mercado que poderia ser explorado por cooperativas de eletrificação rural. Entretanto, como seu custo é mais elevado, um conjunto de medidas deveria ser implementado para tornar esses nichos atraentes para essas cooperativas, como a adoção de subsídios.

Uma outra idéia que também poderia ser fomentada, a princípio na forma de projetos pilotos, refere-se à formação de cooperativas de eletrificação rural pelas próprias comunidades atendidas.

O último ponto a ser destacado diz respeito à solicitação do atendimento elétrico, pois uma ampla divulgação dos direitos dos consumidores é necessária. Por outro lado, entende-se que as solicitações de atendimento elétrico deveriam ser protocoladas diretamente nos departamentos estaduais da agência proposta e repassadas às concessionárias e cooperativas de eletrificação rural, com o objetivo de garantir um maior controle sobre o atendimento elétrico.

As atribuições da ANEEL nessa estrutura seriam fiscalizar o cumprimento das cláusulas dos termos de compromisso e penalizar as concessionárias e cooperativas de eletrificação rural quando esse termo não fosse respeitado. Para exercer essa atribuição, essa agência receberia relatórios anuais sobre o cumprimento ou não do termo de compromisso.

A criação de uma agência federal seria um passo importante para organizar o atendimento elétrico na zona rural. Isso evitaria que ele fosse utilizado por políticos oportunistas como instrumento eleitoral ou por grupos empresariais, pesquisadores e administradores públicos como mecanismo de criação de mercado para as fontes energéticas renováveis. Além disso, ela provavelmente acabaria com o problema da sobreposição de atribuições, uma vez que essa agência seria a única responsável pela elaboração de políticas e diretrizes para promover o atendimento elétrico na zona rural.

Isso provavelmente evitaria que outras instituições governamentais, que não têm essa atribuição, implementassem ações nesse sentido.

6.2 – Intervindo na dinâmica excludente do sistema elétrico

6.2.1 – Aumentando a eficiência no atendimento elétrico rural

A criação de uma agência federal, voltada especificamente para promover a universalização na zona rural do País, constitui-se em uma medida de intervenção que poderia ser implementada para organizar e tornar mais eficiente o atendimento elétrico.

Como a principal finalidade dessa agência consistiria em atender as demandas elétricas rurais, de imediato haveria uma separação entre as ações de atendimento elétrico e as ações de pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias de geração, pois o atendimento seria realizado por tecnologias consolidadas no mercado. Por outro lado, ela evitaria que os objetivos da universalização na zona rural fossem deturpados por interesses comerciais. Além disso, como tal agência teria a capacidade de coordenar, planejar e elaborar os planos de universalização, a probabilidade de que equívocos no estabelecimento das metas anuais e das diretrizes de atendimento elétrico fossem cometidos seria reduzida. Por fim, ela se empenharia em manter a continuidade do atendimento elétrico rural. Conseqüentemente, os projetos implantados dificilmente seriam abandonados.

A organização que uma instituição desse tipo pode proporcionar para a universalização do serviço público de energia elétrica na zona rural reforça a idéia de que sua criação é indispensável para eliminar as falhas existentes nas políticas de atendimento, que geralmente têm levado ao abandono dos projetos implantados e ao desperdício dos escassos recursos destinados à eletrificação rural.

6.2.2 – Aportando mais recursos para a eletrificação rural

Os programas de eletrificação rural constituem-se na forma de intervenção mais utilizada pelo governo federal para atender as demandas elétricas na zona rural. Nos últimos dez anos, três programas desse tipo foram criados no País¹⁷⁵.

¹⁷⁵ O Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM (1994), o Programa Nacional de Eletrificação Rural – LUZ NO CAMPO (1999) e o Programa Nacional de Universalização e Uso da Energia Elétrica – LUZ PARA TODOS (2003).

O problema é que a existência desses programas tende a ficar condicionada à permanência no poder dos governos que os criaram. Por essa razão, quando há uma mudança de governo, eles tendem a ser extintos para que outros sejam criados¹⁷⁶.

Essa postura é bastante prejudicial para o atendimento elétrico, principalmente em períodos de acelerada expansão demográfica, porque os investimentos governamentais acabam sendo momentaneamente interrompidos até que novos programas de eletrificação rural sejam estruturados e voltem a investir no atendimento elétrico da população.

A Lei Federal nº 10.438, ao criar a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), deu um importante passo para que o aporte de recursos para o atendimento elétrico rural não seja interrompido pela alternância dos governos no poder, pois essa conta só será extinta em 2027. Por outro lado, a Lei Federal nº 10.762 ampliou a possibilidade de um aporte maior de recursos financeiros para a universalização do serviço público de energia elétrica na zona rural, porque ela permite que parte dos investimentos realizados para essa finalidade seja subvencionada pela Reserva Global de Reversão (RGR)¹⁷⁷.

Uma das questões reside em saber se os recursos aportados pela CDE e pela RGR serão suficientes para promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo País, principalmente porque a CDE também tem a função de subsidiar o custo de geração da energia elétrica das fontes eólica, hídrica de pequeno porte, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, bem como as tarifas de consumidores de baixa renda¹⁷⁸.

A criação de um fundo para financiar a eletrificação rural dos Estados da Região Norte também deveria estar sendo pensada, pois a legislação atual impede que o Estado do Pará, por exemplo, tenha qualquer benefício financeiro sobre a energia elétrica que é exportada por ele. Esse fundo poderia ser constituído por recursos financeiros aportados pelos Estados que importam energia elétrica dessa região. Isso evitaria em parte que os Estados amazônicos fossem apenas províncias energéticas de Estados mais desenvolvidos.

¹⁷⁶ Como exemplo, menciona-se que o programa LUZ NO CAMPO, criado no governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, foi extinto no governo do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, que por sua vez criou o programa LUZ PARA TODOS.

¹⁷⁷ Segundo a Lei nº 10.438, a RGR será extinta no final do exercício de 2010.

¹⁷⁸ Cabe ressaltar que apenas os recursos financeiros arrecadados pelo uso do bem público e pelas multas aplicadas pela ANEEL poderão ser utilizados exclusivamente na promoção da universalização. Além desses recursos financeiros, a CDE é constituída também pelas quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia com o consumidor final.

6.2.3 – Preservando o equilíbrio econômico-financeiro da CELPA

Evitar que as concessionárias se endividem excessivamente ao longo do processo de universalização é um objetivo que não deve ser negligenciado, porque essa situação reduz a capacidade de atender novos consumidores, uma vez que há uma diminuição dos investimentos na expansão do sistema elétrico, além de acarretar riscos para a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Pouca atenção tem sido dada para essa questão, uma vez que a Resolução nº 223 e o Decreto Federal nº 4.873 estabeleceram prazos para o alcance da universalização apenas a partir dos índices de atendimento elétrico nos municípios brasileiros, desconsiderando a complexidade existente em cada unidade da federação e a situação econômico-financeira das concessionárias.

Entre 2003 e 2015, estima-se que haverá um incremento de 546 mil novos domicílios no Pará¹⁷⁹. Como existiam 392,6 mil domicílios sem atendimento elétrico, a CELPA terá que atender 938,6 mil domicílios¹⁸⁰, ou seja, em média, 78,7 mil domicílios por ano para cumprir as metas de universalização no Estado (Figura 44).

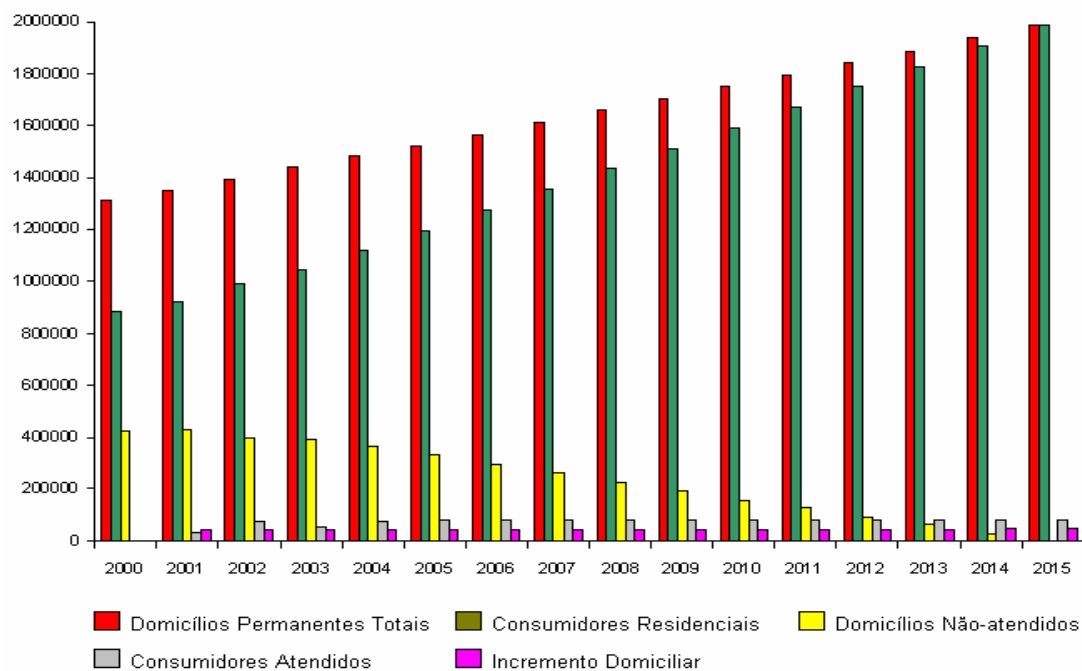


Figura 44: Projeção para o alcance da universalização no Pará

Fonte: Elaboração Própria.

¹⁷⁹ Essa estimativa foi obtida a partir de uma curva de tendência, baseada nas informações dos Censos Demográficos (1991 e 2000) e da Contagem da População (1996), representada pela equação: $y = 178,3 * X^2 + 38721 * X + 903.420$.

¹⁸⁰ Esse número de domicílios corresponde a 84% dos consumidores residenciais atendidos pela CELPA em 2004.

Em 2004, essa concessionária não conseguiu alcançar essa média, uma vez que ela atendeu 72.866 consumidores residenciais (CELPA, 2005).

Particularmente na zona rural, estima-se que essa concessionária terá que atender 88 mil domicílios até 2008, com o objetivo de cumprir a meta do programa LUZ PARA TODOS. Isso significa que ela terá que atender 17,6 mil domicílios rurais por ano. Entretanto, a CELPA estabeleceu uma meta de atendimento em torno de 236 mil domicílios rurais, dos quais 130 mil deverão ser atendidos nos dois últimos anos desse programa.

Para atender números tão elevados de consumidores em tão curto espaço de tempo, a CELPA terá que fazer vultosos investimentos, mesmo contando com o apoio dos governos federal, estadual e municipal, o que poderá agravar o quadro de endividamento dessa concessionária, principalmente se os investimentos governamentais não forem suficientes. Em toda sua história, a CELPA só conseguiu atender um número de novos consumidores residenciais superior a 70 mil em 1999, 2002 e 2004. Porém, mais de 78 mil consumidores só foram atendidos em 1999, quando ela teve que cumprir a determinação do contrato de concessão.

O programa LUZ PARA TODOS apresenta um custo médio de atendimento elétrico rural estimado em US\$ 1,200 por domicílio¹⁸¹. No Pará, esse custo está estimado em US\$ 1,600 por domicílio¹⁸². Tomando como referência esses custos e considerando que o número de domicílios rurais a ser atendido poderá variar de 88 mil a 236,1 mil, os investimentos totais necessários para universalizar o serviço público de energia elétrica na zona rural paraense podem variar de um mínimo de US\$ 105,6 milhões a um máximo de US\$ 377,7 milhões, ou seja, um aporte médio anual de US\$ 21,1 milhões (mínimo) a US\$ 75,5 milhões (máximo). Como o governo federal está se comprometendo a aportar cerca de 76% dos recursos totais, os governos estadual e municipal, bem como a CELPA precisariam investir anualmente US\$ 5,1 milhões (mínimo) a US\$ 18,1 milhões (máximo).

A CELPA possui uma capacidade de investir bastante variável. Entre 2001 e 2004, essa concessionária investiu um total de US\$ 120,3 milhões no sistema elétrico (Tabela 36), o que dá em média US\$ 30,1 milhões por ano. Portanto, bem acima da que está sendo prevista para promover o atendimento elétrico na zona rural, que é o ponto mais crítico da

¹⁸¹ Valor em dólar de 2004, convertido pelo câmbio médio de US\$ 1 para R\$ 2,916, obtido a partir de um investimento total de R\$ 7 bilhões e em um atendimento de 2 milhões de domicílios rurais.

¹⁸² Valor em dólar de 2004, convertido pelo câmbio médio de US\$ 1 para R\$ 2,916, obtido a partir do investimento de R\$ 214.592.710,00 que a CELPA fará até dezembro de 2005 para atender 46.000 domicílios rurais.

universalização do serviço público de energia elétrica no Pará. Contudo, deve ser levado em consideração que os investimentos realizados pela CELPA não ficam restritos apenas ao atendimento elétrico. Além disso, esses investimentos não podem contribuir para ocasionar sucessivos prejuízos, porque isso afastaria os investidores. Em 2004, por exemplo, essa concessionária teve um prejuízo de US\$ 38,9 milhões (CELPA, 2005).

Tabela 36: Investimentos realizados pela CELPA.

	2001	2002	2003	2004	TOTAL
Investimentos (US\$ milhões)	37,1	21,5	22,4	39,3	120,3

Fonte: CELPA (2003b, 2004 e 2005).

A única forma de evitar que a universalização agrave ainda mais a situação econômico-financeira da CELPA consistiria em estabelecer metas de atendimento elétrico de acordo com sua capacidade de investimento anual para atender novos consumidores e com a disponibilidade de recursos financeiros aportados pelos governos.

6.2.4 – As estratégias para reduzir os custos da energia elétrica

Tem-se argumentado ao longo desta pesquisa que as concessionárias preferem atender de forma centralizada áreas mais densamente habitadas, localizadas próximas aos locais de geração e que apresentam um nível elevado de desenvolvimento econômico, uma boa infra-estrutura viária, porque essas características tendem a reduzir os custos do atendimento elétrico e a maximizar os lucros obtidos na prestação do serviço público de energia elétrica.

Particularmente no Pará, muitas áreas não apresentam essas características. As grandes distâncias entre os locais de consumo e geração, a dispersão populacional, o baixo nível de desenvolvimento econômico, a fisiografia adversa, a ocupação ribeirinha, são barreiras que tendem a elevar o custo do atendimento elétrico. Portanto, não existe interesse em atendê-las. Por essa razão, a presença do poder público é indispensável para estender o serviço público à população que nelas reside. Porém, essa atuação deve ocorrer em parceria com a CELPA, com o objetivo de não isentá-la de sua responsabilidade social.

O aporte de parte dos recursos financeiros por parte do poder público para construir as extensas redes de transmissão no território paraense é uma forma de reduzir os custos do

atendimento elétrico das concessionárias. Isso ocorreu, por exemplo, na construção do TRAMOESTE.

A construção de extensas redes de transmissão no Estado tem sido uma forma de reduzir os custos do serviço público de energia elétrica para as concessionárias, principalmente no médio e longo prazos. Entretanto, ela está condicionada ao aumento da demanda nas regiões que serão beneficiadas e à competitividade com a geração térmica a Diesel, pois a substituição das termelétricas a Diesel, que reconhecidamente apresentam custo de geração elevado, pela extensão da rede elétrica torna-se vantajosa quando a demanda cresce suficientemente e reduz o custo de transmissão.

O crescimento da demanda elétrica, no entanto, acontece quando as atividades econômicas se expandem e a população passa a ter renda suficiente para consumir mais energia elétrica, através da aquisição de bens de consumo, isto é, quando o processo desenvolvimento econômico se intensifica e a renda é distribuída. Entretanto, a economia dos municípios paraenses que são atendidos por termelétricas a Diesel geralmente encontra-se pouco desenvolvida. Por outro lado, escassos esforços têm sido realizados no sentido de modificar esse quadro, principalmente porque as atenções dos governos federal e estadual estão voltadas para as áreas que apresentam maiores potenciais de desenvolvimento econômico. Conseqüentemente, as demandas elétricas nesses municípios crescem quase que espontaneamente e muito lentamente, impedindo que eles façam parte da rede interliga.

Pode-se concluir que a interligação desses municípios seria mais eficiente se fosse integrada às políticas de desenvolvimento econômico, caso contrário eles terão que esperar por um longo até que suas economias prosperem e suas demandas cresçam para viabilizar esse o atendimento.

É possível que a interligação não possa ser implantada em todos os municípios paraenses, particularmente naqueles localizados na ilha do Marajó, devido ao contexto fisiográfico no qual eles se encontram, mesmo admitindo que suas economias venham a prosperar no futuro. Nesse caso, outras estratégias podem ser implementadas para reduzir os custos de geração, como, por exemplo, a substituição do óleo Diesel por óleo combustível ou por fontes renováveis, desde que elas apresentem competitividade.

A crítica que se faz à preferência pelo atendimento elétrico centralizado é que essa postura ignora outras alternativas à substituição das termelétricas a Diesel no Pará. Dessa forma, quando os custos da extensão da rede elétrica não são competitivos, nenhum

esforço é realizado no sentido de substituir o óleo Diesel por outras fontes energéticas de mais baixo custo.

O aporte governamental de recursos financeiros para a eletrificação rural nesse Estado, através de financiamentos com taxas de juros reduzidas ou a fundo perdido, também é uma forma de reduzir os custos do atendimento elétrico. Contudo, algumas regras devem ser estabelecidas. Por exemplo, as competitividades econômica e socioambiental deveriam ser um critério para selecionar o tipo de atendimento elétrico implantado (centralizado ou descentralizado) ou as fontes energéticas utilizadas na geração descentralizada.

O subsídio do custo de geração torna-se indispensável para reduzir os custos do atendimento elétrico. Caso a CELPA tivesse que pagar US\$ 46.9 por MWh¹⁸³ ao invés dos atuais US\$ 19.5 por MWh¹⁸⁴ pela energia adquirida da ELETRONORTE e caso a CCC não subsidiasse cerca de 56% dos gastos dessa concessionária com a compra de óleo Diesel¹⁸⁵, provavelmente sua situação econômico-financeira estaria muito pior e os índices de atendimento elétrico estariam bem mais baixos.

Há um certo consenso de que o subsídio só deve ser utilizado quando necessário, porque esse mecanismo tende a impedir a inserção de tecnologias de geração mais eficientes, devido às distorções que ele provoca. Além disso, não se deve esquecer que a opção por tecnologias que apresentam custos de geração mais baixos deve ser sempre uma meta para o planejamento da expansão dos sistemas elétricos, porque isso reduz o aporte de recursos financeiros na forma de subsídio.

A Resolução n° 784, de 24 de dezembro de 2002, estendeu o subsídio da CCC nos sistemas isolados para empreendimentos hidrelétricos com potência entre 1 MW e 30 MW, para empreendimentos que visem o aproveitamento das fontes energéticas eólica, solar, biomassa ou gás natural, para empreendimentos de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como para empreendimentos, como gasodutos, eficientização das plantas térmicas e substituição de fontes energéticas, se houver redução dos dispêndios da CCC.

¹⁸³ Refere-se ao custo de geração da hidrelétrica de Tucuruí (etapas I e II) de US\$ 40.5 por MWh mais o custo de transmissão de US\$ 6.4 por MWh.

¹⁸⁴ Tarifa definida pela Resolução Homologatória n° 184, de 4 de agosto de 2004. Valor em dólar de 2005, convertido pelo câmbio US\$ 1 igual a R\$ 2,3776, de 30 de maio de 2005.

¹⁸⁵ A ELETROBRÁS (2004) estimou que os gastos da CELPA com a compra de óleo Diesel chegou a R\$ 94.150.132,12 em 2004. Como o equivalente hidráulico para essa concessionária foi estimado em R\$ 6.178.314,24 (ELETROBRÁS, 2004) e a dedução da quota anual para a CCC foi estimada em R\$ 35.220.039,00 da CELPA, tem-se um total de R\$ 52.751.778,88 em subsídio efetivo.

Essa mudança nas condições da CCC poderá induzir a substituição do óleo Diesel por outros óleos derivados do petróleo e pelas fontes energéticas eólica, biomassa e hídrica de pequeno porte em alguns municípios paraenses onde o atendimento elétrico ainda é descentralizado, porque essas alternativas energéticas podem apresentar custos competitivos em relação às termelétricas a Diesel. Além disso, a possibilidade de a CCC subsidiar a construção de redes de transmissão e distribuição de energia elétrica facilitará a extensão delas para a zona rural.

Infelizmente, o subsídio da CCC será mantido até abril de 2022. Isso poderá provocar uma elevação dos custos de geração das tecnologias utilizadas, se eles não forem reduzidos significativamente ao longo do tempo. No caso de não ocorrer essa redução, deve-se repensar essa postura.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) provavelmente será apenas um instrumento de abertura de mercado para os produtores independentes no Pará. Na melhor das hipóteses, esse programa poderá ter uma contribuição restrita sobre a redução dos custos de geração de energia elétrica, porque a tarifa de suprimento da ELETRONORTE tenderá a inviabilizar a competição nos municípios que fazem parte da rede interligada. Portanto, mesmo sendo subsidiada, a energia elétrica gerada com incentivos do PROINFA poderá ter uma penetração limitada no território paraense.

O subsídio dos custos da energia elétrica é um importante mecanismo facilitador do atendimento elétrico de regiões carentes no Pará. Portanto, se todos os municípios não estiverem sendo atendidos pelo sistema interligado até a extinção da CCC, esse mecanismo deve ser para a área da rede isolada restante, com o objetivo de evitar um aumento significativo dos custos do atendimento elétrico. Por outro lado, a substituição do óleo Diesel por fontes energéticas renováveis ou por outros derivados de petróleo, que promovam a redução dos custos de geração, precisa passar a ser vista como uma fase de transição para o atendimento elétrico centralizado.

6.2.5 – A integração entre as políticas de atendimento elétrico e de desenvolvimento

O conceito de desenvolvimento remete a uma condição de vida melhor, que é definida em função das aspirações humanas. Como a necessidade, os valores e o nível de conhecimento mudam ao longo do tempo e não são iguais para todos, as aspirações humanas, que são motivadas por esses elementos, diferenciam-se entre os indivíduos.

Conseqüentemente, o que um indivíduo ou uma sociedade estabelece como condição de vida melhor pode não ter o mesmo significado para outro indivíduo ou outra sociedade.

Existe também uma noção de ascendência no conceito de desenvolvimento, ou seja, de que as próximas gerações sempre estarão em um estágio mais elevado de desenvolvimento do que aquelas que as precederam. Essa noção de ascendência a uma condição de vida melhor ou mais elevada do que aquela na qual os indivíduos se encontram tem sido observada em diversas interpretações sobre o desenvolvimento.

Compreendo o desenvolvimento como um movimento ascendente de todo o sistema social. Em outras palavras, não apenas produção, distribuição da produção e modos de produção estão envolvidos, mas também níveis de vida, instituições, atitudes e políticas (MYRDAL, 1977, p. 186).

O desenvolvimento pode ser considerado como um processo de aperfeiçoamento em relação a um conjunto de valores ou então como uma atitude comparativa com respeito a tais valores. Os valores em questão referem-se a condições (situações) desejáveis pela sociedade (COLMAN e NIXSON, 1981, p.20).

O desenvolvimento sustentável é um processo de transformação no qual a exploração dos recursos, a direção dos investimentos, a orientação do desenvolvimento tecnológico e a mudança institucional se harmonizam e reforçam o potencial presente e futuro, a fim de atender às necessidades e aspirações humanas (COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO – CMMAD, 1991, p. 49).

Se o desenvolvimento conduz a sociedade para uma condição de vida melhor, o acesso satisfatório à energia elétrica necessariamente é parte integrante desse processo, porque a disponibilidade suficiente de energia elétrica possibilita uma iluminação ambiental mais adequada, principalmente nos períodos noturnos. Isso permite que a população desenvolva certas atividades, como ler e escrever, sem forçar os olhos. Além disso, a poluição no interior das residências, causada pelo uso de fontes energéticas, como o óleo Diesel e o querosene, que são prejudiciais à saúde, é eliminada. O atendimento das demandas também possibilita a utilização de equipamentos elétricos, que podem ser usados para o abastecimento de água, irrigação de lavouras, produção de excedente, lazer, entre outras coisas.

O que acontece muitas vezes é que a oferta de energia é percebida como catalisador do desenvolvimento. Particularmente em relação à eletrificação rural, muitos acreditam

que ela fixa o homem no campo, melhora o nível educacional, a nutrição e a saúde da população, além de gerar renda. Porém, mesmo que o homem do campo tenha acesso ao serviço público de energia elétrica, sua condição de vida não será modificada significativamente se ele não tiver outros suportes socioeconômicos para uma condição de vida melhor, como: terra para cultivar, crédito e financiamento facilitados, assistência técnica, condições de escoar a sua produção agrícola e de competir no mercado, escolas e ensino de qualidade para seus filhos, auxílio médico.

A postura das instituições governamentais voltadas para o desenvolvimento tende a vincular todas essas aspirações ao atendimento elétrico. Quando isso acontece há um prejuízo inevitável para a melhoria da condição de vida da população. Na zona rural paraense, por exemplo, a ausência de eletrificação tem reforçado o baixo nível de desenvolvimento e vice-versa, criando um círculo vicioso. Tudo leva a crer que a forma de quebrar esse círculo consiste em conceber o atendimento elétrico como parte integrante dos planos de desenvolvimento rural.

Uma das metas desses planos deve ser a reforma agrária, pois ela é um instrumento indispensável para melhorar a condição de vida do homem do campo. SMITH (1971, p. 85) entende que o “objetivo primordial da reforma agrária é elevar a qualidade e aumentar o bem-estar” do homem rural. Em outras palavras, valorizá-lo. Ele também afirma que os efeitos dessa valorização poderão ser percebidos pela melhoria da alimentação, das condições habitacionais, do vestuário, redução do número de analfabetos, utilização de métodos mais eficazes de cultivo e por um maior bem-estar nas comunidades rurais (SMITH, 1971).

A reforma agrária na zona rural paraense eliminaria os conflitos armados pela posse da terra, poderia aumentar a produção agropecuária, contribuiria para elevar o PIB estadual e geraria empregos no campo. Particularmente em relação ao atendimento elétrico, ela criaria condições favoráveis para reduzir os custos do acesso ao serviço público de energia elétrica, porque concentraria a população em assentamentos rurais, favorecendo o aumento das demandas elétricas. Por outro lado, como os pequenos agricultores receberiam apoio técnico e financeiro para aumentar a produção agropecuária, eles teriam renda para suportar os custos do atendimento elétrico. A reforma agrária planejada também forçaria a construção e a melhoria da infra-estrutura viária, visando ao escoamento da produção, o que facilitaria o transporte das fontes energéticas até os locais de consumo ou a extensão das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Esses benefícios teriam repercussões diretas sobre a “discriminação socioeconômica”, que tem contribuído para manter baixos os índices de atendimento elétrico no Pará.

Provavelmente, muitas famílias continuariam vivendo nas mesmas áreas nas quais elas residem atualmente ao invés de ocuparem os assentamentos rurais. Nesse caso, se essas famílias estiverem vivendo em comunidade, as estratégias de desenvolvimento devem atuar nessa forma de organização, com o objetivo de identificar os potenciais para o desenvolvimento das mesmas.

COLMAN e NIXSON (1981) entendem que a distribuição de poder e renda no meio rural está condicionada ao sustento que as novas propriedades proporcionarão aos seus ocupantes, à capacidade que elas terão de fixá-los no campo e de estimulá-los a agir como fazendeiros. No entanto, eles afirmam que isso não poderá ser alcançado apenas pela transferência de títulos de propriedade, mas também pelo apoio técnico e financeiro, como: acesso ao crédito e aos insumos, assistência técnica, garantias de mercado para os produtos produzidos. Eles também acreditam na provável impossibilidade de instituições de mercado e consultorias existentes dar esse apoio. Por essa razão, eles defendem a intervenção do poder público no sentido de criar instituições específicas para essa finalidade, o que respalda a criação dos institutos estaduais de desenvolvimento rural.

6.2.6 – Mantendo a expansão demográfica sob controle

Esta pesquisa demonstrou que para elevar os índices de atendimento elétrico o incremento anual de novos consumidores residenciais atendidos pelas concessionárias precisa necessariamente ser maior do que o incremento anual de novos domicílios.

Particularmente no Pará, o ritmo de crescimento populacional e domiciliar está em desaceleração. Se essa tendência for mantida, as taxas anuais de crescimento da população e dos domicílios ficarão, respectivamente, 1,64% e 2,79% entre 2005 e 2010 (Figura 45), ainda bastante elevadas.

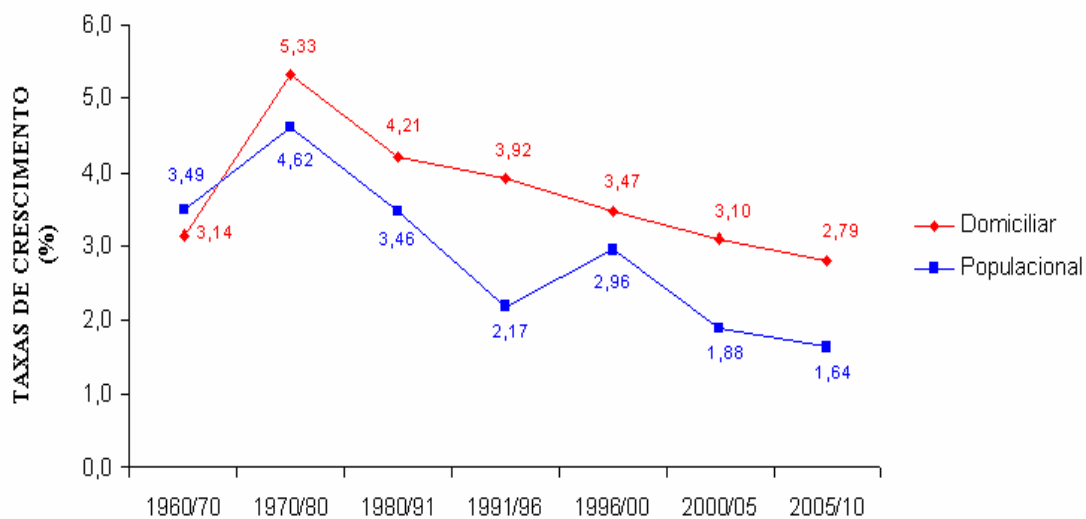


Figura 45: Taxas de crescimento populacional e domiciliar no Estado do Pará¹⁸⁶.
Fonte: IBGE (1967b, 1973, 1983, 1994, 2003a e 2004b).

A questão da expansão demográfica merece uma atenção toda especial, porque a situação econômico-financeira da CELPA ainda não é satisfatória. Em função disso, essa concessionária poderá ter dificuldades para expandir sua capacidade de atendimento, em caso de uma mudança no ritmo de crescimento populacional.

Quando se propõe o desenvolvimento integrado da zona rural paraense como forma de minimizar as conseqüências da “discriminação socioeconômica”, deve-se levar em conta a migração populacional, pois um número considerável de migrantes de outros Estados tem sido atraído, quando as atividades econômicas se intensificam no Pará.

Esse é um fenômeno que está relacionado à busca por trabalho e melhores condições de vida, devido à falta de perspectivas de desenvolvimento em seus Estados de origem. Por essa razão, o desenvolvimento rural do País precisa ocorrer de forma sustentável entre as unidades da federação.

A grande barreira que impede a implementação de um plano de desenvolvimento sustentável para a zona rural brasileira está na escassez de recursos financeiros. Por essa razão, tem-se optado pela concentração dos investimentos em pólos de desenvolvimento,

¹⁸⁶ As taxas de crescimento domiciliar entre 2000 e 2005 e 2005 e 2010 foram estimadas a partir da tendência apresentada pelo número de domicílios encontrados nos Censos Demográficos 1991 e 2000 e na Contagem da População de 1996 do IBGE. A curva de tendência foi definida a partir da equação: $y = 178,3 * X^2 + 38721 * X + 903420$.

que apresentam maior potencial para o crescimento econômico imediato. Conseqüentemente, as regiões onde se localizam esses pólos passam a apresentar um crescimento demográfico acelerado, principalmente devido à migração de parte da população situada em suas adjacências.

As estratégias de desenvolvimento rural devem observar que as atividades extrativistas e agropecuárias são geralmente intensivas em mão-de-obra e, por essa razão, estimulam o crescimento populacional.

Uma forma de promover o desenvolvimento da zona rural paraense, sem que a migração populacional entre as unidades da federação seja estimulada, consiste em atrair de volta para o campo as famílias que migraram para os centros urbanos em busca de melhores condições de vida. Dessa forma, a migração populacional ocorreria dentro das fronteiras de cada Estado. Além de atender as demandas por mão-de-obra no setor agropecuário, essa estratégia poderia desacelerar o processo de urbanização, contribuindo para a diminuição do ritmo de expansão das favelas urbanas. Em um segundo momento, o aumento da produção do setor agropecuário poderia ser obtido através da utilização de máquinas, fertilizantes inorgânicos, defensivos agrícolas, sementes melhoradas. Entretanto, paralelamente, outras atividades econômicas deveriam ser estimuladas para absorver a mão-de-obra que seria deslocada no setor agropecuário¹⁸⁷. Dessa forma, o desenvolvimento rural poderia ser intensificado sem estímulos ao crescimento populacional.

Se não houver estímulos à expansão demográfica, a tendência é que as taxas de crescimento demográfico continuem sendo reduzidas. Afinal, tem-se verificado um maior acesso da população paraense à educação, à assistência médica, bem como um aumento da renda familiar ao longo dos anos. Isso tem se refletido na progressiva melhoria do índice de desenvolvimento humano no Pará.

A manutenção dessa tendência não será, no entanto, uma tarefa fácil, pois esse Estado tem sido alvo da implantação de grandes projetos produtivos e de infra-estrutura, que inevitavelmente tem atraído muitos trabalhadores de outras unidades da federação. Após o término das obras, uma parte desses trabalhadores fixa residência nas áreas onde esses projetos são implantados. Como exemplo, menciona-se a região de Tucuruí.

¹⁸⁷ Essa mão-de-obra teria capacidade para desempenhar novas funções em outros setores da economia, porque as estratégias de desenvolvimento rural possibilitariam as condições educacionais necessárias para o desenvolvimento intelectual da população rural, uma vez que ela teria acesso a uma educação satisfatória nos assentamentos rurais.

Uma outra forma de evitar que o crescimento demográfico comprometa a elevação dos índices de atendimento elétrico no território paraense consiste em ampliar a capacidade de atendimento das concessionárias. Entretanto, isso só poderá ser alcançado, caso elas apresentem uma boa situação econômico-financeira. Nesse sentido, a implementação de algumas medidas torna-se necessária, como: a preservação do valor da tarifa de energia elétrica em um patamar que remunere o serviço prestado, os financiamentos com taxas de juros reduzidas, o aporte governamental de recursos financeiros para programas sociais de atendimento elétrico, incluindo os programas de eletrificação rural.

CONCLUSÕES

O problema dos índices relativamente baixos de atendimento elétrico no Pará tem sido abordado a partir de três hipóteses: oferta insuficiente de energia elétrica, maximização do lucro por parte da CELPA e tipo de modelo de atendimento elétrico. Como esse Estado é um grande produtor e exportador de energia elétrica, a primeira hipótese não possui qualquer sustentação teórica. Em relação às outras duas, as análises desenvolvidas nesta pesquisa mostram que elas fornecem apenas uma compreensão parcial e fragmentada sobre esse problema, porque, embora sejam elementos que têm contribuído para dificultar a elevação dos índices de atendimento elétrico no território paraense, elas são abordadas de forma isolada.

A hipótese levantada nesta pesquisa de que esse problema é consequência de um contexto formado pela fisiografia adversa, pela expansão demográfica acelerada, pela maximização do lucro na oferta de eletricidade, pela crise econômico-financeira da CELPA, pelos elevados custos e tarifas da energia elétrica, pela preferência pelo atendimento centralizado, pela omissão e ineficiência do poder público e pelo descaso para com a eletrificação rural foi confirmada.

Chama-se atenção, no entanto, para a possibilidade de outros elementos, não identificados nesta pesquisa, fazerem parte desse contexto. Entretanto, caso isso aconteça, essa hipótese não será refutada, mas complementada, pois sua essência, na qual elementos em interações constituem um contexto que tem potencializado a dinâmica excludente do sistema elétrico paraense, será preservada.

A estrutura montada para o desenvolvimento das análises realizadas nesta pesquisa mostrou-se de grande utilidade, pois permitiu a compreensão dos sistemas energéticos, em particular do sistema elétrico, o profundo conhecimento da dinâmica de expansão desse sistema, a confirmação e explicitação da existência de um paradoxo elétrico no território paraense, bem como análise dos elementos que têm dificultado a elevação dos índices de

atendimento elétrico para níveis satisfatórios no Pará, dos aspectos positivos e as falhas apresentadas pelas políticas de atendimento elétrico em curso nesse Estado, além de subsidiar a formulação de diretrizes para solucionar o problema em questão.

Demonstrou-se que se tem cometido um grande equívoco ao utilizar o conceito funcional de energia para compreender fenômenos complexos na área dos sistemas energéticos, porque ele é um conceito específico. Para ser usado em abordagens sistêmicas, esse conceito é geralmente deturpado. Isso ocorre através da distorção da definição de “trabalho”, que acaba sendo utilizado como sinônimo de atividades econômicas e sociais (SILVA e BERMANN, 2004a). Como resultado, os fenômenos na área dos sistemas energéticos passam a ser explicados apenas pela disponibilidade ou não de energia, o que reforça o pensamento reducionista. Outra limitação constatada é que esse conceito não permite a percepção das interações estabelecidas pelos sistemas energéticos.

Por tudo isso, entende-se que esse conceito deve ser substituído pelo conceito de sistema energético nas áreas de conhecimento sistêmico. Essa postura facilitaria a compreensão das interações estabelecidas entre o sistema energético e os outros sistemas socioeconômico e ecológico, além de contribuir para eliminar as concepções reducionistas, nas quais a oferta deficiente de energia tem sido apresentada como a única causa da falta de desenvolvimento socioeconômico. Contudo, como o conceito de sistema energético ainda é pouco compreendido, ele deve ser mais explorado pelos autores para que todos os seus elementos e suas características sejam bem conhecidos, o que evitaria sua distorção. Por essa razão, entende-se que um estudo mais aprofundado sobre essa temática seria de grande utilidade.

O sistema energético está diferenciando-se progressivamente ao longo do tempo. No princípio, o corpo humano era o único conversor existente. Atualmente, diversas tecnologias são utilizadas para ofertar energia às sociedades. Isso significa que novos elementos têm sido introduzidos, levando ao aumento de sua ordem e complexidade. Portanto, a entropia no interior do sistema energético tem diminuído.

VON BERTALANFFY (1975) observa que termodinamicamente isso só acontece em sistemas abertos, uma vez que esses sistemas apresentam a capacidade de importar matéria, contendo energia livre, como forma de compensar o aumento interno de entropia, que é causado por processos irreversíveis dentro deles. Além disso, os sistemas abertos também exportam matéria.

O sistema energético interage com o ambiente externo através de fluxos contínuos de energia, tecnologia, capital, pessoal, poluição. As interações são estabelecidas por seus diversos subsistemas, como o sistema elétrico, e passam a direcioná-lo, determinando a forma pela qual ele organiza-se e expande-se.

A essência excludente do sistema elétrico é um exemplo desse direcionamento dado por essas interações. Chegou-se a conclusão que essa essência é dada pela maximização do lucro. Essa característica é uma consequência da interação entre o sistema elétrico e o sistema econômico. Assim como, a utilização de plantas nucleares e a substituição parcial do carvão pelos derivados após a Segunda Guerra Mundial também tiveram uma forte influência do sistema político. Atualmente, observa-se que a preocupação com o aquecimento do planeta está conduzindo ao aumento da participação de fontes energéticas menos emissoras de dióxido de carbono, como é o caso do gás natural e das fontes renováveis de energia. Esse direcionamento também tem sido conduzido pelas interações entre o sistema elétrico, os sistemas ecológicos, os sistemas tecnológicos e a sociedade.

Nessa perspectiva, o advento do serviço público de energia elétrica no território paraense, a estatização da Pará Electric Railways and Lighting Company, a construção da hidrelétrica de Tucuruí, a criação e privatização da CELPA, entre outros acontecimentos, devem ser necessariamente interpretados como resultado das interações estabelecidas pelo sistema elétrico paraense.

Deve-se ressaltar, no entanto, que a grande contribuição desta pesquisa para a história da expansão desse sistema consistiu na descoberta de que a precursora do serviço público de energia elétrica no Pará foi a Companhia de Luz Electrica Paraense e não a Companhia Urbana de Estrada de Ferro Paraense.

O direcionamento dado pela política energética brasileira, que prioriza o aproveitamento da fonte hídrica para a geração de energia elétrica, transformou o sistema elétrico paraense no quarto maior produtor e um dos maiores exportadores de energia elétrica do País. A manutenção dessa política consolidará essa condição; afinal, o Pará possui o maior potencial hidrelétrico entre as unidades da federação. Portanto, a construção de grandes hidrelétricas é inevitável no atual contexto energético.

Constato-se também que o potencial das fontes energéticas renováveis, como a hídrica, a solar e a biomassa, é expressivo para a geração de energia elétrica. No caso particular da biomassa, atenção especial deve ser dada para a inserção de florestas energéticas plantadas com espécies nativas e para o aproveitamento dos resíduos florestais

e da agroindústria. Diferentemente do que acontece com a fonte hídrica, o aproveitamento dessas fontes energéticas deve ficar restrito ao território paraense e adjacências.

O potencial eólico é mais restrito, apresentando representatividade apenas na ilha do Marajó, onde poderá ser explorado para o atendimento das demandas elétricas locais, e no nordeste paraense. No entanto, nesta região, devido à cobertura da rede interligada, a geração a partir da fonte eólica ficará restrita a algumas áreas isoladas, pois, devido ao subsídio embutido na tarifa de suprimento, o aproveitamento dessa fonte energética na área da rede interligada dificilmente despertará o interesse da CELPA.

O potencial solar para a geração de energia elétrica é um dos mais expressivos no território paraense. Entretanto, devido ao elevado custo dos sistemas fotovoltaicos, ele deve ficar restrito ao atendimento de demandas muito reduzidas, como as residências isoladas localizadas às margens dos rios.

Embora a reserva de carvão do rio Fresco seja expressiva, as informações disponíveis mostram que seu aproveitamento não é viável. Portanto, não existe qualquer possibilidade de essa fonte energética ser utilizada para a geração de energia elétrica. Em relação aos hidrocarbonetos e a turfa, há apenas alguns indícios pouco representativos e perspectivas sobre a descoberta de reservas de petróleo e gás natural plataforma paraense.

SILVA e BERMAN (2004b) ressaltam, no entanto, que o aproveitamento de qualquer potencial energético deve ser condicionado à viabilidade econômica, socioambiental e tecnológica, mesmo considerando que esse aproveitamento pode proporcionar segurança na oferta de energia, economia de divisas, geração de empregos.

Observou-se também que, embora o Pará possua um elevado potencial energético para a geração de eletricidade e seu sistema elétrico seja um dos maiores produtores e exportadores de energia elétrica, seus índices de atendimento elétrico estão entre os mais baixos do País, o que configura a existência de um paradoxo elétrico.

A partir das observações e análises realizadas no, pode-se afirmar que o problema dos índices relativamente baixos de atendimento elétrico nesse Estado é consequência da fisiografia adversa, da maximização do lucro, da acelerada expansão demográfica, da crise econômico-financeira da CELPA, dos elevados custos e tarifas da energia, da preferência pelo modelo de atendimento elétrico centralizado, da omissão e ineficiência do poder público e do descaso para com a eletrificação rural. Em função disso, conclui-se que a solução para esse problema não tem relação com a oferta de energia elétrica, embora se

reconheça que a geração descentralizada é indispensável para atender as demandas rurais isoladas.

Constatou-se também que as políticas de atendimento elétrico em curso no território paraense apresentam algumas falhas que tendem a impedir a elevação dos índices de atendimento elétrico no Pará de forma mais rápida.

A CELPA continuará priorizando a interligação. Isso significa que ela não terá interesse em atender as demandas pequenas, dispersas e distantes da rede elétrica. Porém, como essa concessionária estabeleceu o compromisso de levar o serviço público de energia elétrica aos domicílios rurais paraenses até 2008, ela provavelmente utilizará os sistemas fotovoltaicos autônomos para promover o atendimento elétrico dessas demandas, porque eles apresentam um baixo custo de operação e manutenção, além de exigirem um montante menor de recursos financeiros na forma investimentos, uma vez que as demandas foram limitadas a três pontos de luz (no máximo), com lâmpadas fluorescentes, e a duas tomadas por domicílio rural (MME, s.d.b). Essa limitação fará com que o índice de auto-atendimento elétrico continue elevado no Pará, porque as demandas dos domicílios rurais que geram energia elétrica para consumo próprio são maiores do que o limite imposto pelo manual de operacionalização do programa LUZ PARA TODOS.

O modelo de inserção regional que está sendo proposto pela ELETRONORTE terá pouca contribuição para elevar os índices de atendimento elétrico no território paraense, principalmente porque ele ficará restrito às áreas de influências dos projetos de construção das hidrelétricas e porque os empreendedores desses projetos relutarão em aportar recursos financeiros adicionais, pois isso elevará o custo de geração das hidrelétricas.

O atendimento elétrico descentralizado, que se constitui na alternativa para atender as demandas rurais isoladas, provavelmente ficará restrito aos sistemas fotovoltaicos, como ocorreu com o PRODEEM, pois a alternativa energética a ser utilizada no atendimento elétrico será definida pela CELPA.

Embora o manual de operacionalização do programa LUZ PARA TODOS também abra a possibilidade da utilização das fontes hídrica, eólica e biomassa, além do óleo Diesel, é pouco provável que elas sejam amplamente aproveitadas para a geração descentralizada, porque as concessionárias procuram maximizar seus lucros, o que dificilmente será alcançado pelo aproveitamento dessas fontes energéticas.

A geração descentralizada a partir de pequenos grupos geradores a Diesel apresenta custos de operação e manutenção bastante elevados, porque ela exige gastos com

combustível, óleo lubrificante e peças de reposição. Além disso, a disseminação de milhares de grupos geradores pelo território paraense implicaria na constituição de uma grande equipe técnica para solucionar os problemas dessa alternativa.

O aproveitamento da biomassa para gerar energia elétrica apresenta praticamente os mesmos inconvenientes. A única exceção pode estar no gasto com combustível, que pode não existir, caso essa fonte energética seja obtida nas comunidades atendidas.

O problema da fonte eólica está em sua intermitência. Isso poderia implicar na utilização de outra fonte energética para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, o que elevaria os custos do atendimento elétrico.

A utilização da fonte hídrica apresenta custos de operação e manutenção muito mais baixos do que o óleo Diesel e a biomassa. Entretanto, ela pode apresentar outros problemas, uma vez que grande parte dos domicílios paraenses sem acesso ao serviço público de energia elétrica está localizada nas áreas de várzea. A construção de pequenas barragens nessas áreas poderia ser comprometida, pois as margens dos rios e igarapés são constituídas por material pouco consolidado. Além disso, tem-se o risco de quedas de árvores sobre a rede elétrica. Esses fatores tendem a elevar o risco de investimento nessa alternativa. Por fim, haveria a necessidade de mão-de-obra para realizar freqüente limpeza nos cursos d'água para evitar que galhos e folhas em suspensão comprometam a geração de energia elétrica.

A aprovação da Lei nº 10.438 constituiu-se no primeiro passo efetivo dado pelo governo federal no sentido de acabar com a exclusão existente no acesso ao serviço público de energia elétrica. A criação da CDE, que garantirá o aporte contínuo de recursos financeiros para promover o atendimento elétrico da população, e o reconhecimento de que as concessionárias devem arcar com os custos do atendimento elétrico, mesmo que seja dentro de uma faixa pré-estabelecida, podem ser mencionados como aspectos positivos da universalização. Contudo, alguns problemas na condução desse processo podem torná-lo ineficiente, tais como:

- A definição de prazos relativamente curtos para o alcance da universalização em unidades da federação que apresentam baixos índices de atendimento elétrico, principalmente na zona rural, e um contexto complexo que dificulta o acesso da população ao serviço público de energia elétrica, como é o caso do Pará;

- A utilização de uma metodologia para quantificar os índices de atendimento elétrico que ameniza o problema da exclusão no atendimento elétrico e que dificulta o acompanhamento desses índices na zona rural da Região Norte;
- Um enfoque voltado apenas para o atendimento domiciliar;
- A criação de uma estrutura para promover o atendimento elétrico na zona rural pouco eficiente;
- A transferência da atribuição de elaborar os Planos de Universalização da Energia Elétrica para as concessionárias;
- A pouca divulgação dos direitos da população em relação à universalização do serviço público de energia elétrica.

Para finalizar, deve-se ressaltar que a CELPA provavelmente terá êxito em universalizar o serviço público de energia elétrica na zona urbana paraense, pois há uma maior concentração populacional, os índices de atendimento elétrico são mais elevados e o nível de desenvolvimento socioeconômico é maior. A rápida urbanização constitui-se no único problema. Por outro lado, essa concessionária terá dificuldades para promover a universalização na zona rural paraense, porque sua capacidade de atendimento está reduzida pelo seu endividamento ainda excessivo, as demandas rurais são pequenas e dispersas, a fisiografia é adversa, os índices de atendimento elétrico são muito baixos.

O atendimento das demandas elétricas rurais não será problemático apenas no Pará. Além dos domicílios, as propriedades rurais, que são importantes para o desenvolvimento do campo, também devem ter acesso ao serviço público de energia elétrica. Por essa razão, entende-se que a universalização deve ser vista de forma mais ampla.

Quando se propõe a criação de uma agência federal, com atuação descentralizada nas unidades da federação, com a finalidade de atender todas as demandas rurais, procura-se contemplar esse aspecto que está sendo negligenciado, além de evitar que os interesses das concessionárias se sobreponham aos da população rural, que não aspira ter apenas iluminação elétrica fornecida por três lâmpadas e duas tomadas elétricas para plugar uma televisão e um rádio, embora se reconheça que isso é um avanço significativo para a população mais pobre.

Essa agência também coordenaria e planejaria o atendimento elétrico rural, através de seus departamentos estaduais, em cooperação com as concessionárias do serviço público de energia elétrica, além de elaborar os planos de atendimento elétrico rural. Ela teria a responsabilidade de desenvolver uma metodologia mais adequada para quantificar e

acompanhar a evolução anual dos índices de atendimento elétrico, de estabelecer as metas anuais dos planos de atendimento elétrico e de elaborar diretrizes para orientar a atuação dos executores dos planos de atendimento elétrico.

A execução desses planos ficaria sob a responsabilidade das concessionárias e cooperativas de eletrificação rural, incluindo aquelas fomentadas nas próprias comunidades.

A existência de uma estrutura institucional voltada exclusivamente para solucionar o problema do atendimento elétrico deficiente na zona rural parece ser indispensável à universalização do serviço público de energia elétrica no campo. Os bons resultados alcançados pela Rural Electrification Administration (REA) nos Estados Unidos reforçam esse ponto de vista. Embora a REA tenha sido substituída pela Rural Utilities Service (RUS), isso não invalida a importância de uma estrutura desse tipo, pois a mudança ocorreu apenas no enfoque institucional, uma vez que a RUS tem a atribuição de levar não apenas o serviço público de energia elétrica para a zona rural, mas também os serviços de telecomunicações, abastecimento de água e coleta de lixo. Considerando que as ações integradas proporcionam uma melhor condição de vida, entende-se que uma estrutura como a RUS é mais perfeita.

Torna-se necessário também minimizar ou eliminar os efeitos da fisiografia adversa, da expansão demográfica acelerada, da maximização do lucro, do endividamento excessivo da CELPA, da preferência pelo atendimento elétrico centralizado, dos custos elevados da energia elétrica, da omissão e ineficiência do poder público e do descaso para com a eletrificação rural. Só assim, os índices de atendimento elétrico no Pará poderão chegar a um patamar satisfatório em menor tempo possível. Entre as medidas que podem ser implementadas nesse sentido, destacam-se:

- A integração entre as ações de atendimento elétrico e de desenvolvimento socioeconômico, com ênfase à reforma agrária, uma vez que esse mecanismo pode organizar e concentrar as demandas elétricas em assentamentos rurais e proporcionar a geração de renda, o que facilitaria o acesso ao serviço público de energia elétrica e criaria condições para o retorno dos investimentos;
- O controle da expansão demográfica a partir de um modelo de desenvolvimento sustentável, que evite a migração interestadual;
- O aporte suficiente de recursos financeiros para a eletrificação rural, que poderia também ser realizado por um fundo monetário, criado especificamente para financiar o atendimento

elétrico nos Estados da Região Norte, como forma de compensá-los pela isenção de impostos estaduais sobre a energia elétrica exportada.

- A preservação do equilíbrio econômico-financeiro da CELPA através da manutenção do valor real das tarifas de energia elétrica, de financiamentos com taxas de juros aceitáveis, de parcerias com os governos federal e estadual para a construção de redes de transmissão, do subsídio para a geração descentralizada e da definição das metas anuais de universalização de acordo com a capacidade de atendimento elétrico das concessionárias;
- A redução dos custos da energia elétrica a partir do aporte governamental de recursos financeiros para a construção de redes de transmissão, da substituição do óleo Diesel na geração de eletricidade por outras fontes energéticas competitivas e do subsídio para a geração descentralizada, quando necessário;
- A opção imediata pelo atendimento elétrico descentralizado em áreas que não podem ser atendidas pela extensão da rede elétrica.

BIBLIOGRAFIA

A ENERGIA elétrica no Brasil: da primeira lâmpada à Eletrobrás: Rio de Janeiro, Biblioteca do Exército, 1977.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. 2001. [online]. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/apresentacao.html>>. Acesso em: 22 jun. 2003.

_____. Compensação financeira: banco de dados. Disponível <<http://www.aneel.gov.br/42.htm>>. Acesso: 23 abr. 2003.

_____. Universalização: banco de dados Disponível: <<http://universalizacao.aneel.gov.br/>>. Acesso: 13 mai. 2004.

_____a. Tarifas praticadas: banco de dados. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/98.htm>>. Acesso: 5 mar. 2005.

_____b. Banco de informação de geração: banco de dados. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/15htm>>. Acesso em 01 abr. 2005.

AL-NAIMI, H.E. Ali. Opec And the changing world energy scene. In: OPEC Seminar. Vienna – Austria, September 28-29, 2001. 13p. Disponível em <http://www.mopm.gov.sa/html/en/speeches_e.html>. Acesso em 04 out. 2003.

ALTMAN, Reinout R.A.; CORDEIRO, M. Margarida Couto de M. **A industrialização do fruto do buriti** (Mauritia Vinifera Mart. ou Mauritia Flexuosa). Manaus, Publicação nº 5, Química, 1964.

ARROYO, João Claudio Tupinambá. **Contribuição ao estudo da carência elétrica no Pará 92/94**. Belém, 1995, Monografia (Trabalho de conclusão de curso) – Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará.

BACON, R. W.; BESANT-JONES, J. Global electric power reform, privatization and liberalization of the electric power industry in developing countries. **Annual Reviews Energy & Environment**, v.26, November. 2001, p. 331 – 359.

BAHIA, Raymundo Ruy Pereira. Abundância de hidreletricidade e carência de eletrificação na Região Norte. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 6, Rio de Janeiro, 1993. **Anais**. Rio de Janeiro, COPPE-UFRj / Clube de Engenharia, 1993. p.687 – 696.

_____. Benefícios e vantagens sociais, econômicas e ambientais da termoeletricidade na Amazônia. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 459 – 463.

BAJAY, Sergio Valdir. Planejamento energético: necessidade, objetivo e metodologia. Revista Brasileira de Energia, v.1, n.1, 1989. Disponível: <<http://www.sbpe.org.br/v1n1/v1n1a3.htm>>. Acesso em: 25 dez. 2004.

BELÉM. Governo Municipal. **O município de Belém**. Belém, Alfredo Augusto Cruz, 1902.

_____. **O município de Belém**. Belém, Alfredo Augusto Cruz, 1904.

_____. **O município de Belém**. Belém, Archivo da Intendência Municipal, 1906.

BENTES, Maria Helena da S.; ARRUDA, Alberto O.; SERRUYA, Harry; ROCHA FILHO, Geraldo N. da. Determinação do teor de beta-caroteno em óleos de palmáceas da Amazônia. ENCONTRO DE PROFISSIONAIS DE QUÍMICA DA AMAZÔNIA, 1 e 2, Belém e São Luís, 1980 e 1981. **Anais**, Belém: CRQ: 6, 1981, p.327-335.

BERMANN, Célio. Privatização da produção de energia na Amazônia: cenários prováveis, conflitos possíveis, traumas irreversíveis. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 15 – 25.

_____. **Energia no Brasil: para quê? para quem? Crise e alternativas para um país sustentável**. São Paulo, Livraria da Física/Federação de Órgãos para Assistência Social e Educacional – FASE, 2002.

BORGES, Ricardo. Luz, bonde e força motriz. **O Estado do Pará**. Belém, nº 12.264, ano XXXVII, sexta página, 26 jan. 1947.

BRASIL. MINISTERIO DA AGRICULTURA, INDUSTRIA E COMMERCIO – MAIC. **Anuario estatístico do Brazil (1908 – 1912): território e população**. Rio de Janeiro, v.1, 1916.

_____. **Anuario estatístico do Brazil (1908 – 1912): economia e finanças**. Rio de Janeiro, v.2, 1917.

_____. **Recenseamento do Brazil de 1920: População**. Rio de Janeiro, v. IV, 1926.

_____. **Recenseamento do Brasil de 1920:** Estatísticas complementares do censo econômico, Rio de Janeiro, v.V, 1929.

_____. **MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR – MDIC.** Balança comercial brasileira por unidades da federação: banco de dados. Disponível em http://www.desenvolvimento.gov.br/sitio/secex/depPlaDesComExterior/indEstatisticas/balCom_uniFederacao.php >. Acesso: 27 out. 2004.

_____. Evolução do comércio exterior: evolução do comércio exterior brasileiro e mundial – 1950 a 2005: Banco de Dados. Disponível em <<http://www.desenvolvimento.gov.br/arquivo/secex/evocomextbrasil/evolucaocebrasileiro.xls>>. Acesso: 11 de mar. 2005.

_____. GOVERNO FEDERAL. **I Plano nacional de desenvolvimento (PND) – 1972/1974.** Brasília, IBGE, 1971.

_____. **Projeto do II plano nacional de desenvolvimento (PND) – 1975/1979.** Brasília, IBGE, 1974.

_____. MINISTÉRIO DA INDÚSTRIA E DO COMÉRCIO – MIC. **Produção de combustíveis líquidos a partir de óleos vegetais.** Brasília, SECRETARIA DE TECNOLOGIA INDUSTRIAL, 1985.

_____. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME. **Balanco Energético Nacional.** Brasília, 1985.

_____. **Balanco Energético Nacional. Brasília, 1987.**

_____. **a. Programa de mobilização da indústria nacional de petróleo e gás natural – PROMINP. Brasília, 2003.**

_____. **b. Modelo Institucional do setor elétrico. Brasília, 2003.**

_____. **c. Sumário executivo sobre as providências adotadas pelo MME em atendimento ao acórdão TCU 598/2003.** Brasília, setembro de 2003. Disponível: em <<http://www.mme.gov.br/prodeem/documentos/TCU/DocumentoCompleto.pdf>>. Acesso: 30 abr. 2004.

_____. **d. Plano de Revitalização e Capacitação PRC – PRODEEM.** Brasília, novembro de 2003. Disponível: www.mme.gov.br/documentos/revitalizacao2004.pdf. Acesso: 30 abr. 2004.

_____. **e. Apoio ao desenvolvimento de mercados para energia renovável:** levantamento de dados primários e secundários para implementação do Programa Nacional de Capacitação. Brasília, PNUD/BID/JAPAN Special Fund, 2003.

_____f. Programa PRODEEM e a universalização do acesso à energia elétrica no Brasil. s.l., 2002. In: **Apoio ao desenvolvimento de mercados para energia renovável: “levantamento de dados primários e secundários para implementação do Programa Nacional de Capacitação”**. Brasília, 2003.

_____a. **Balanco Energético Nacional**. 2004. Disponível em <http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=1432>. Acesso: 13 out. 2004.

_____b. LUZ PARA TODOS – dados estaduais: banco de dados. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/luzparatodos/comitês.shtml>>. Acesso: 26 jun. 2004.

_____a. **Cartilha do programa LUZ PARA TODOS**. s.l., s.d.

_____b. **Programa Nacional de Universalização do Acesso ao Uso da Energia Elétrica**: manual de operacionalização, s.l., s.d.

_____. **CONSTITUIÇÃO FEDERAL**, de 5 de outubro de 1988. Disponível em <<http://www.senado.gov.br/bdtextual/const88/const88.htm>>. Acesso em 07 ago. 2003.

BRASMAZON. **Catálogo**. Belém, 1998. Disponível em <<http://www.brasamazon.com.br/nossosprodutos/catalog.zip>>. Acesso em 27 mai. 2003.

BRITISH PETROLEUM AMOCO. **BP AMOCO statistical review of world energy**. June 2000. Disponível em <<http://www.bpamoco.com>>. Acesso: 15 out. 2000.

BRITISH PETROLEUM. **BP global statistical review of world energy**. June 2001. Disponível em <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 12 mar. 2003.

_____. **BP statistical review of world energy**. June 2002. Disponível em <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 1 nov. 2002.

_____. **BP statistical review of world energy**. June 2004. Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview2004>>. Acesso: 3 fev. 2005.

CABRAL, Lígia Maria Martins (Coord.). **ELETRONORTE – 25 anos**. Rio de Janeiro, ELETRONORTE, 1998.

CAMPO. In: **Dicionário de filosofia**. São Paulo: Nicola Abbagnano. Tradução: Alfredo Bosi, 1ed., Martins Fontes, 2000.

CASTEN, Thomas R. The Electric Industry Turning Point. 2002. [online] Disponível em <http://www.eere.energy.gov/femp/techassist/pdf/chicago_casten.pdf>. Acesso: 21 de jun. 2003.

CASTEN, Thomas R. & COLLINS, Martin J. Optimizing Future Heat and Power Generation. 2002. [online] Disponível em <http://www.nemw.org/uschpa/EconDG_CastenSept02.pdf>. Acesso 21 de jun. 2003.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS – ELETROBRAS. **Plano nacional de energia elétrica 1987/2010**: Plano 2010. Rio de Janeiro, 1987.

_____. **Plano decenal de expansão 1999/2008**. Rio de Janeiro, 1999.

_____. Tarifas médias do mercado de energia elétrica. Rio de Janeiro, CTEM, Boletim Síntese, s.d. [online]. Disponível em <http://www.eletrobras.gov.br/downloads/IN_Informe_Mercado/sintese_it_08.zip>. Acesso: 25 ago. 2003.

_____ a. Atuação da empresa. SIPOT: Potencial hidrelétrico brasileiro. Disponível em: <<http://www.eletrobras.gov.br/atuacao/default.asp>> . Acesso em 23 mai. 2003.

_____ b. Mercado de energia elétrica: ciclo de planejamento 2001. Rio de Janeiro, CTEM/CCPE, 2003. [online]. Disponível <http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe/default.asp>. Acesso: 18 mai. 2003.

_____. Programa Luz no Campo: banco de dados. Disponível em <http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_LuzCampo/metasp.asp>. Acesso em: 23 fev. 2004.

_____ b. Mercado de energia elétrica: ciclo de planejamento 2003. Rio de Janeiro, CTEM/CCPE, 2004. [online]. Disponível <http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe/default.asp>. Acesso: 10 abr. 2005.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL – ELETRONORTE. 10 anos depois. Brasília, ELETRONORTE, **folheto**, 1983.

_____. **O livro branco sobre o meio ambiente UHE Tucuruí**. Brasília, ELETRONORTE, 1986.

_____ a. **Amazônia**: cenários sócio-econômicos e de demanda de energia elétrica (1988 – 2010). Brasília, 1988.

_____ b. **Usina Hidrelétrica de Tucuruí**: memória do empreendimento. Brasília, v.8, 1988.

_____. Informações sobre geração, fornecimento e suprimento de energia elétrica na área dos sistemas isolados e interligado Norte/Nordeste. Obtidas junto à ELETRONORTE em 22/07/1998.

_____. Boletim Síntese do Mercado ELETRONORTE – Dezembro de 2000: banco de dados. Disponível em <<http://www.eln.gov.br/sintmer00.htm>>. Acesso em 20 jun. 2001.

_____ a. Boletim Síntese do Mercado ELETRONORTE – Dezembro de 2001: banco de dados. Disponível em <<http://www.eln.gov.br/sintmer00.htm>>. Acesso em 18 mai. 2003.

_____ b. **Relatório de acompanhamento do mercado de energia elétrica** – dezembro 2002. Brasília, 2003, 28p.

_____. **Relatório de acompanhamento do mercado de energia elétrica** – dezembro 2003. Brasília, 2004, 29p.

_____ b. Complexo hidrelétrico Belo Monte e sua inserção regional. s.l., **folheto**, ELETRONORTE, s.d., s.p.

_____ a. **Tucuruí**. Brasília, ELETRONORTE, s.d.

CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ – CELPA. **Relatório e balanço do exercício de 1964**. Belém, CELPA, 1965.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1970. Belém, CELPA, 1971.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1971. Belém, CELPA, 1972.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1972. Belém, CELPA, 1973.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1973. Belém, CELPA, 1974.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1974. Belém, CELPA, 1975.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1975. Belém, CELPA, 1976.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1976. Belém, CELPA, 1977.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1977. Belém, CELPA, 1978.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1978. Belém, CELPA, 1979.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1979. Belém, CELPA, 1980.

_____ a. **Relatório da administração** – exercício 1980. Belém, CELPA, 1981.

_____ b. **Programa CELPA: reunião de avaliação**. Belém, CELPA, 1981, s.p.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1981. Belém, CELPA, 1982.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1982. Belém, CELPA, 1983.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1983. Belém, CELPA, 1984.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1984. Belém, CELPA, 1985.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1985. Belém, CELPA, 1986.

_____. **Relatório da administração** – exercício 1986. Belém, CELPA, 1987.

- _____. **Relatório da administração** – exercício 1987. Belém, CELPA, 1988.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1988. Belém, CELPA, 1989.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1989. Belém, CELPA, 1990.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1990. Belém, CELPA, 1991.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1991. Belém, CELPA, 1992.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1992. Belém, CELPA, 1993.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1993. Belém, CELPA, 1994.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1994. Belém, CELPA, 1995.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1995. Belém, CELPA, 1996.
- _____ a. **Mercado de energia elétrica**. Relatório Estatístico. Belém, 1996, 18p.
- _____ b. **Relatório da administração** – exercício 1996. Belém, CELPA, 1997.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1997. Belém, CELPA, 1998.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1998. Belém, CELPA, 1999.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 1999. Belém, CELPA, 2000.
- _____ a. **Relatório da administração** – exercício 2000. Belém, CELPA, 2001.
- _____ a. Informações sobre mercado da CELPA. Obtidas junto à Assessoria de Comunicação da CELPA (ASCOM) em 21/02/2002.
- _____ b. **Relatório da administração** – exercício 2001. Belém, CELPA, 2002.
- _____ a. Informação sobre consumo e consumidores de energia elétrica no Estado do Pará. Obtidas junto à Secretaria Executiva de Planejamento do Estado do Pará (SEPLAN) em 09/01/2003.
- _____ b. **Relatório da administração** – exercício 2002. Belém, CELPA, 2003.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 2003. Belém, CELPA, 2004.
- _____. **Relatório da administração** – exercício 2004. Belém, CELPA, 2005.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE. História / Primórdios (1879 – 1899): banco de dados. Disponível em <<http://www.memoria.eletrabras.com/historia.asp>>. Acesso em 27 jun. 2005.

COLLE, Sérgio; PEREIRA, Enio Bueno. **Atlas de irradiação solar do Brasil**: 1ª versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície. Brasília, INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA – INMET/LABORATÓRIO DE ENERGIA SOLAR – LABSOLAR, 1998.

COLOMBO, Umberto. Development and the global environment. In HOLLANDER, Jack M. (ed.). **The Energy-environment connection**. Washington, DC: Island Press, 1992. Chap. 1, p. 3 – 14.

COLMAN, David; NIXSON, Frederick. **Desenvolvimento econômico**: uma perspectiva moderna. Trad.: Maria Celia Pinto Guedes. Rio de Janeiro, Campus. São Paulo, EDUSP, 1981 (Original em Inglês).

COMCIÊNCIA. Energia nuclear: custos de uma alternativa. Reportagem. [online] Disponível em <<http://www.comciencia.br/reportagens/nuclear/nuclear09.htm>>. Acesso: 30 jan. 2005.

COMISSÃO ESTADUAL DE ENERGIA – CEE. **Plano de eletrificação do Estado**: coletânea de leis, decretos, portarias e resoluções. Belém, Falangola, s.d.

COMISSÃO MUNDIAL SOBRE MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO - CMMAD. **Nosso futuro comum**. Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas - FGV, 1991.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Disponível em http://www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm

DEBEIR, Jean-Claude, DELÉAGE, Jean-Paul, HÉMERY, Daniel. **Uma história da energia**. Tradução e Atualização Sérgio de Salvo Brito. Brasília: Edunb, 1993 (Original Francês).

DE GOUELLO, Christophe. Problemática energética no campo. primeira parte: análise dos limites da problemática energética convencional no caso das zonas rurais dos países em desenvolvimento. Reformulação incluindo o meio rural pouco ou não desenvolvido. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 6, Rio de Janeiro, 1993. **Anais**. Rio de Janeiro, COPPE-UFRj / Clube de Engenharia, 1993. p.337-341.

DELONG, J. Bradford. **Estimating world GDP, one million B.C. – present**. [online] Disponível em <http://www.j-bradford-delong.net/TCEH/1998_Draft/World_GDP/Estimating_World_GDP.html>. Acesso em: 14 mai. 2003.

DIÁRIO DE NOTÍCIAS. Iluminação pública, nº 18, anno XIV, 24 jan. 1893. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Iluminação pública III, nº 20, anno XIV, 26 jan. 1893. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Teatro da Paz, nº 8, anno XV, 13 jan. 1894. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Iluminação pública, nº 15, anno XV, 21 jan. 1894. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Iluminação pública, nº 105, anno XV, 19 mai. 1894. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Iluminação pública, nº 111, anno XV, 27 mai. 1894. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Companhia de Luz Electrica Paraense. nº 62, anno XVI, 16 mar. 1895. Acervo de microfilmes do CENTUR.

DIÁRIO DO PARÁ. **Cabos subaquáticos levam energia**. Regional, 10 jan. 2004, p.1.

DI LÁSCIO, Marco Alfredo. Política de planejamento energético para o desenvolvimento da Amazônia. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996a, 87-106.

DI LÁSCIO, Marco Alfredo. Energia renovável para o desenvolvimento sustentável: um estudo sobre Riberlta e Guajará Mirim. In VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro, **Anais**, v.1, 1996b, Clube de Engenharia/COPPE/UFRJ, p. 556-570.

DOBESCH, Hartwig; KURY, George. Basic meteorological concepts and recommendations for the exploitation of wind energy in the atmospheric boundary layer. Vienna, 2001. In WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION – WMO: World Climate Applications and Services Programme (WCASP). [online] Disponível em <http://www.wmo.ch/web/wcp/wcasp/cclcc/rapp_full_rpts/dobesch_rpt.pdf>. Acesso em 14 jun. 2003.

DUMÉNIL, Gérard; LÉVY, Dominique. The nature and contradictions of neoliberalism. 2002. [online] Disponível em <<http://www.jourdan.ens.fr/~levy/dle2002c.pdf>> . Acesso: 25 fev. 2005.

ECKSTEIN, Rick. **Nuclear power and social power**. Philadelphia: Temple University Press, 1997.

EINSTEIN, Albert, INFELD, Leopold. **A evolução da física**. Tradução Giasone Rebuá. 2ed. Rio de Janeiro: Zahar, 1966 (Original Inglês).

EMPRESA BRASILEIRA DE PLANEJAMENTO DOS TRANSPORTES – GEIPOT. Anuário estatístico dos transportes. 2001: banco de dados Disponível em <<http://www.geipot.gov.br/anuario2001/dutoviario/tabelas/331.xls>>. Acesso: 10 fev. 2005.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION – EIA a. The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update. Washington, DC, EIA/DOE, 1996. [online] Disponível em <[http:// tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/electricity/056296.pdf](http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/electricity/056296.pdf)>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____ b. Privatization and the globalization of energy markets. Washington, DC, EIA/DOE, 1996. [online] Disponível em <<http://tonto.eia.doe.gov/FTPROOT/financial/060996.pdf>>. Acesso: 19 fev. 2005.

_____ a. World petroleum consumption (1960 – 2000): banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1110.html>>. Acesso: 04 mar. 2003.

_____ b. Electricity: banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb0802a.html>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____ c. Electricity: banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/emeu/era/txt/ptb0810.html>>. Acesso: 24 set. 2003.

_____ d. Electricity: banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb0809.html>>. Acesso: 24 set. 2003.

_____ e. Historical natural gas annual 1930 through 2000: banco de dados. Disponível <http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/data_publications/historical_natural_gas_annual/current/pdf/table_03.pdf>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. Electric power annual 2003. Washington, DC, EIA/DOE, 2004. [online] Disponível <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epa.pdf>>. Acesso: 6 fev. 2005.

_____. Electricity: banco de dados. Disponível em <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/epa/epates.html>>. Acesso: 11 mar. 2005.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY – EPA. Table A-4. National nitrogen oxide emissions estimates, 1989 – 1998: banco de dados. Disponível em <<http://www.epa.gov/oar/aqtrends.html/tables/tablea-4.prn>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. National air quality and emissions trends report, 1999: frequently requested tables: banco de dados. Disponível em <http://www.epa.gov/air/airtrends/aqtrnd99/fr_table.html>. Acesso: 11 mar. 2005.

FEDERATION OF AMERICAN SCIENTIST – FAS. Iran – Iraq War (1980 – 1988). [online]. Disponível em <<http://www.fas.org/man/dod-101/ops/war/iran-iraq.htm>>. Acesso: 19 mar. 2003.

FERRAZ, Iara. Resposta a Tucuruí. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.2, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 537 – 544.

FOLEY, Gerald. **The energy question**. 4ed. London: Penguin Books, 1992.

FOLHA DO NORTE. A Companhia Urbana, nº 2511, ano 9, 04 nov. 1904. Acervo de microfilmes do CENTUR.

_____. Aviso, nº 3506, ano 12, 12 ago. 1907. Acervo de microfilmes do CENTUR.

FORÇA E LUZ DO PARÁ – FORLUZ. **Relatório e balanço do exercício de 1958.** Belém, 1959.

_____. **Relatório de 1959.** Belém, 1960.

_____. **Relatório de 1961.** Belém, 1962.

_____. **Relatório de 1962.** Belém, 1963.

_____. **Relatório de 1964.** Belém, 1965.

_____. **Relatório de 1967.** Belém, 1968.

GASENERGIA. História do gás natural no Brasil: banco de dados. Disponível em <<http://www.gasenergia.com.br/portal/port/gasnatural/historia.jsp>>. Acesso: 7 fev. 2005.

GERWING, Jeffrey; VIDAL, Edison; VERÍSSIMO, Adalberto; UHL, Christopher. **Rendimento no processamento de madeira no Estado do Pará.** Belém, Série Amazônia nº 18, INSTITUTO DO HOMEM E MEIO AMBIENTE DA AMAZÔNIA - IMAZON, 2001.

GERWING, Jeffrey; VIDAL, Edison. **Degradação de florestas pela exploração madeireira e fogo na Amazônia Oriental Brasileira.** Belém, Série Amazônia nº 20, INSTITUTO DO HOMEM E MEIO AMBIENTE DA AMAZÔNIA - IMAZON, 2002.

GOLDEMBERG, José. **Energia, Meio Ambiente e desenvolvimento.** Tradução André Koch. São Paulo: Edusp, 1998 (Original Inglês).

GOMES, Gustavo Maia; VERGOLINO, José Raimundo. **Trinta e cinco anos de crescimento econômico na Amazônia (1960/1995).** Belém, SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DA AMAZÔNIA (SUDAM)/ FUNDAÇÃO DE APOIO AO DESENVOLVIMENTO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNANBUCO (FADE), 1997.

GREENPEACE. Plutonium stockpiles. [online] Disponível em <http://www.greenpeace.org/campaigns/intro?capaign_id=4020>. Acesso: 31 mai. 2005.

GRÜBLER, Arnulf. Trends in Global Emissions: Carbon, Sulfur, and Nitrogen. 2002. 19p. [online] Disponível em <http://www.iiasa.ac.at/Research/TNT/WEB/Publications/Trends_in_Global_Emissions/eg_ec_sulfur.pdf>. Acesso: 14 mai. 2003.

GRUPO DE ESTUDOS E DESENVOLVIMENTO DE ALTERNATIVAS ENERGÉTICAS – GEDAE. GEDAE: Projetos desenvolvidos e em desenvolvimento.

[online] Disponível: http://www.ufpa.br/gedae/projetos_desenvoldos_e_em_dese.htm. Acesso: 09 jul. 2003.

GRUPO EXECUTIVO DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE COOPERATIVAS – GEER. **Eletrificação rural**. Brasília, GEER/MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, 1984.

GUERRA, Sinclair Mallet-Guy; GONÇALVES JÚNIOR, Dorival; VIEIRA, José Paulo. **Centrais Elétricas do Pará S.A. – Rede Celpa**: análise da evolução econômico-financeira 1997-2002. São Paulo, PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA/UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2002.

HARTE, John. Acid Rain. . In HOLLANDER, Jack M. (ed.). **The Energy-environment connection**. Washington, DC: Island Press, 1992. Chap. 3, p. 50 – 74.

HOHENEMSER, Christoph; GOBLE, Robert L.; SLOVIC, Paul. Nuclear power. In: HOLLANDER, Jack M. (ed.). **The Energy-environment connection**. Washington, DC: Island Press, 1992. Chap. 6, p. 133 – 175.

HOLLANDER, Jack M. e BROWN, Ducan. Air pollution. In: HOLLANDER, Jack M. (ed.). **The Energy-environment connection**. Washington, DC: Island Press, 1992. Chap. 2, p. 15 – 49.

HOMMA, Alfredo Kingo Oyama. O desenvolvimento da agroindústria no Estado do Pará. In **Saber**. Edição Especial, dezembro de 2001. p. 1 – 35. [online]. Disponível <<http://www.mdic.gov.br/tecnologia/revistas/artigos/200112pa/alfredohomma.PDF>>. Acesso em 27 mai. 2003.

HUMPHREY, William, S.; STANISLAW, Joe. Economic growth and energy consumption in the UK, 1700-1975. **Energy Policy**, v.7, n.1, March 1979, p.29-42.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **Anuário estatístico do Brasil – 1939/1940**. Rio de Janeiro, IBGE, v.5, 1941.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1948**. Rio de Janeiro, IBGE, v.9, 1949.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1950**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 11, 1951.

_____. **Censos econômicos e censo demográfico 1940**. Rio de Janeiro, Série Regional, Parte III – Pará, IBGE, 1952.

_____. **Censo demográfico de 1950**: Pará. Rio de Janeiro, Série Regional, IBGE, 1954.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1959**. Rio de Janeiro, IBGE, v.20, 1959.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1961**. Rio de Janeiro, IBGE, v.22, 1961.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1962**. Rio de Janeiro, IBGE, v.23, 1962.

_____. **Anuário estatístico do Brasil – 1963**. Rio de Janeiro, IBGE, v.24, 1963.

- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1964**. Rio de Janeiro, IBGE, v.25, 1964.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1965**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 26, 1965.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1966**. Rio de Janeiro, IBGE, v.27, 1966.
- _____ a. **Anuário estatístico do Brasil – 1967**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 28, 1967.
- _____ b. **Censo demográfico de 1960: Acre – Amazonas - Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, v.1, IBGE, 1967.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1968**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 29, 1968.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1969**. Rio de Janeiro, IBGE, v.30, 1969.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1970**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 31, 1970.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1971**. Rio de Janeiro, IBGE, v. 32, 1971.
- _____. **Censo demográfico de 1970: Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, IBGE, 1973.
- _____. **Censo industrial – 1970: Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, v. IV, IBGE, 1974.
- _____. **Anuário estatístico do Brasil – 1975**. Rio de Janeiro: IBGE, 1975a.
- _____. **Censo agropecuário – 1970: Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, v. III, IBGE, 1975b.
- _____. **Censo agropecuário – 1975: Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, v. I, IBGE, 1979.
- _____. **Censo demográfico de 1980: Pará**. Rio de Janeiro, Série Regional, v. I, IBGE, 1983.
- _____. **Censo agropecuário – 1985: Pará**. Rio de Janeiro, n.6, IBGE, 1991.
- _____. **Censo demográfico 1991: Pará**. Rio de Janeiro, n.7, IBGE, 1994.
- _____. **Censo agropecuário – 1995 – 1996: Pará**. Rio de Janeiro, n.5, IBGE, 1998.
- _____ a. **Censo demográfico de 2000: banco de dados**. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/pesquisa/cdtabav/default.asp>>. Acesso em 26/06/2003.
- _____ a. **Área territorial oficial: banco de dados**. Disponível <<http://www.ibge.gov.br/home/geociencias/cartografia/default.shtm>>. Acesso 14 out. 2004.
- _____ b. **Download: Estimativas_Projecoes_Populacao: banco de dados**. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/home/redir_download.php>. Acesso em 15 out. 2004.

_____. c. Contas regionais do Brasil - 2002: banco de dados. Disponível em <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasregionais/2002/default.shtm>> Acesso em 16 out. 2004.

_____. Sistema de Recuperação Automática – SIDRA: banco de dados. Disponível em <<http://www.sidra.ibge.gov.br>>. Acesso em 07/04/2005.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO-SOCIAL DO PARÁ – IDESP. **Diagnóstico do setor energético do Estado do Pará**. Belém, Estudos Paraenses 44, IDESP, 1974.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO-SOCIAL DO PARÁ (IDESP) e CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ (CELPA). **Balanco energético do Estado do Pará 1980/1988**. Belém, 1992.

INSTITUTO DE ESTUDOS AMAZÔNICOS E AMBIENTAIS – IEA. **Manual de plantas amazônicas**. Curitiba, Projeto PNUD/FAO/BRA-87/007, 1993.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. IPEADATA: banco de dados. Disponível <<http://www.ipeadata.gov.br>>. Acesso 16 out. 2004.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTATISTICA – INE. **Anuario estatístico do Brasil – 1936**. Rio de Janeiro, INE, 1936.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE. **Monitoramento da floresta amazônica brasileira por satélite 2000 – 2001**. s.l, Projeto PRODES, junho de 2002. [online]. Disponível em http://www.inpe.br/Informacoes_Eventos/index.htm. Acesso 08 jun. 2003.

_____. Monitoramento da floresta amazônica brasileira por satélite: banco de dados. Disponível <http://www.obt.inpr.br/prodes/prodes_1988_2003.htm>. Acesso: 11 abr. 2005.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. **Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Workbook (Volume 2)**. 1996. [online]. Disponível em <<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs5.htm>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. **IPCC special report emissions scenarios: summary for policymakers**. Geneva, IPCC, 2000, 20p. [online]. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/pub/sres-e.pdf>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. **Climate Change 2001: the scientific basis – Technical summary**, Working Group I, 2001. [online]. Disponível em <http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/010.htm>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. a. Special report on emissions scenarios: banco de dados. Disponível em <<http://sres.ciesin.org>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____ b. Presentations & graphics – TS17: banco de dados. Disponível em <<http://www.ipcc.ch/present/graphics.htm>>. Acesso: 14 mai. 2003b.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY – IAEA. Power Reactor Information System: banco de dados. Disponível em <<http://www.iaea.org/programmes/a2>>. Acesso: 29 abr. 2003.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Key world energy statistics 2002**. [online]. Disponível em <<http://www.iea.org>>. Acesso: 14 mai. 2003.

_____. **Key world energy statistics 2003**. [online]. Disponível em <<http://www.iea.org>>. Acesso: 24 set. 2003.

_____. **Key world energy statistics 2004**. [online]. Disponível em <<http://www.iea.org>>. Acesso: 15 fev. 2005.

_____. IEA Energy Statistics: electricity: banco de dados. Disponível <<http://www.iea.org/Textbase/stats/electricityresult.asp>>. Acesso: 15 fev. 2005.

JARI CELULOSE. **Relatório anual de 2001**. [online]. Disponível em <<http://www.jari.com.br>>. Acesso em 21 mai. 2003.

KEELING, C.D. e WHORF, T.P. Atmospheric CO₂ records from sites in the SIO air sampling network. In **Trends: a compendium of data on global change**. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A. 2002. Disponível em <<http://cdiac.ornl.gov/trends/co2/sio-mlo.htm>>. Acesso: 14 mai. 2003.

LA ROVERE, Emílio Lèbre. Uma política energética para a Amazônia. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 31-32.

LA ROVERE, Emílio Lèbre; MENDES, Francisco Eduardo. **Tucuruí hydropower complex**: Brazil. Cape Town. WORLD COMMISSION ON DAMS (WCD), final report, November 2000, 196p.

LEFOHN, Allen S., HUSAR, Janja D., HUSAR, Rudolf B. Estimating historical anthropogenic global sulfur emission patterns for the period 1850 – 1990. **Atmospheric Environment**. vol. 33, 1999, p. 3435 – 3444.

LEITE, Antonio Dias. **A energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LENIN, Vladimir Ilich. **O imperialismo**: fase superior do capitalismo. Tradução Olinto Beckerman. São Paulo, 3 ed, Global, 1985.

LENZ, Georg Reinhard; RAMOS, BENEDICTO WALDIR. Combustíveis fósseis sólidos no Brasil: carvão, linhito, turfa e rochas oleígenas. In SCHOBENHAUS, Carlos; COELHO, Carlos Eduardo Silva; ARMESTO, Regina Celia Gimenez (Coords.).

Principais depósitos minerais do Brasil. Brasília, v.1, DEPARTAMENTO DE RECURSOS MINERAIS – DNPM/COMPANHIA VALE DO RIO DOCE – CVRD, 1985, p. 3 – 37.

LESSA, Luis Antonio Salim. **Estudo de viabilidade do uso de sistemas a biomassa para a produção de energia elétrica em sistemas de médio e grande porte na ilha do Marajó.** Belém, 2003, Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Energia Elétrica – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará.

LLANO, Raul Garcia. A hidrelétrica do Tocantins e suas repercussões na industrialização dos recursos minerais do Pará. In COMISSÃO DE ASSUNTOS REGIONAIS – SENADO FEDERAL. **IV Encontro de estudos e debates: o II PND e os programas de desenvolvimento regionais do Pará.** Belém, 26 – 28 de junho de 1975, Apresentação, 1975.

_____. **O setor energético da Amazônia enfatizando a energia elétrica.** Belém, 1981.

MACHADO, Lia Osorio. Sistemas “longe do equilíbrio” e reestruturação espacial na Amazônia. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia.** Belém, v.2, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 835-859.

MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia.** Belém, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996.

MAGALHÃES, Sônia Barbosa. O desencantamento da beira – reflexões sobre a transferência compulsória provocada pela usina hidrelétrica de Tucuruí. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia.** Belém, v.2, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 697 – 746.

MARTIN, Jean-Marie. **A economia mundial da energia.** Tradução Elcio Fernandes: São Paulo, UNESP, 1992 (Original Francês).

MITSCHEIN, Thomas A. **Poema:** em busca de alternativas contra a destruição. In Trópico em Movimento: alternativa contra a pobreza e a destruição ambiental do trópico úmido. Belém, Série Poema 2, Poema/UFGPA, 1994, p.3-33.

MITSUBISHI CORPORATION. The aims of this project are the cultivation of native trees (*Virola Surinamensis* and *Ceiba Pentandra*) and the gradual regeneration of the ecosystem. [online]. Disponível <http://www.mitsubishi.co.jp/environment/forest/7_e.html>. Acesso em 04 jun. 2003.

MONTEIRO, Walcyr. Questão fundiária: uma estrutura injusta. **Nosso Pará:** economia dos contrastes, n.3, p.48-53, s.d.

MONTENEGRO, Augusto (Org.). **Album do Estado do Pará.** Paris, Chaponet, 1908.

MOURÃO, Ayssor Paulo; BEZERRA, Geraldo Bonates; BATISTA FILHO, Sócrates Mesquita; MAIA, José Guilherme Soares. Estudo do óleo de resina de copaíba (*Copaifera Multijuga Hayne*) como fonte não convencional de energia, visando sua utilização em motores diesel. In I E II ENCONTRO DE PROFISSIONAIS DA QUÍMICA DA AMAZÔNIA. **Anais**, Belém, 16 – 18 de junho de 1980 / São Luís, 15 – 18 de junho de 1981, p. 103 – 112, 1981.

MYRDAL, Gunnar. **Contra a corrente**: ensaios críticos em economia. Trad.: Heloisa Mendes Fortes de Oliveira. Rio de Janeiro, Campus, 1977 (Original em Inglês).

NOGUEIRA, Luiz Augusto Horta. A energia da biomassa para a Amazônia: é possível pensar em soluções locais para problemas locais? In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 77-82.

NOGUEIRA, Manoel Fernandes Martins. Diretrizes para um programa energético no Estado do Pará. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 31-32.

NUCLEAR ENERGY AGENCY – NEA; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Projected costs of generating electricity**: update 1998. Paris: OECD, 1998. [online]. Disponível em <<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/1990/projected1998.pdf>>. Acesso: 20 fev. 2005.

OIL & GAS JOURNAL ENERGY DATABASE: banco de dados. Disponível em <http://downloads.pennnet.com/orc/energytables/prc_1a.xls>. Acesso 18 ago. 2002.

O LIBERAL ON LINE. CELPA vai a leilão por R\$ 804 milhões. Economia, 06 mar. 1998. [online]. Disponível <<http://www.oliberal.com.br/arquivo/noticia/n060398.htm>>. Acesso em 04/10/2003.

_____. Torre de transmissão de energia desaba em Itaituba. Atualidades, 11 out. 1999. [online]. Disponível em <<http://www.oliberal.com.br/arquivo/noticia/atualidade/n110899index2.html>>. Acesso em 21 jan. 2004.

_____. Falta de infra-estrutura ainda trava o crescimento. Cadernos Atualidades, 08/06/2003. [online]. Disponível em <<http://www.oliberal.com.br/arquivo/noticia/atualidade/n08062003default.asp>>. Acesso em 24 jan. 2004.

OLIVEIRA, Ariovaldo Umbelino de. **Integrar para não entregar**: políticas públicas e Amazônia. Campinas, 2^a ed., Papyrus, 1991.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES – OPEC. Crude oil price and real terms: banco de dados. Disponível

<<http://www.opec.org/library/annualstatisticalbulletin/interactive/2003/filez/xl/t73.htm>>. Acesso em 29 jun. 2005.

PANDOLFO, Clara. **A Amazônia Brasileira e suas potencialidades**. Belém, SUDAM, 1979.

PARÁ. SECRETARIA ESPECIAL DE INFRA-ESTRUTURA - SEINFRA. **Sistema de informação georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP**. Belém, Julho 2002, CD-ROM.

_____. a. SECRETARIA EXECUTIVA DE ESTADO DE GESTÃO ORÇAMENTÁRIA E FINANCEIRA – SEOF. Produto interno bruto. Belém, 2004. [online]. Disponível em: <http://www.seof.pa.gov.br/estatistica/ipc_cesta_basica/pib.pdf>. Acesso em 7 ago. 2004.

_____. b. COORDENADORIA DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DO GOVERNO – CCS. Programas de eletrificação rural melhoram vida no interior do Pará. [online]. Disponível <http://www.pa.gov.br/noticias2004/04_2004/11_07.asp>. Acesso em 11 abr. 2004

_____. SECRETARIA EXECUTIVA DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA E MEIO AMBIENTE – SECTAM. **Macrozoneamento ecológico-econômico do Estado do Pará/2004**: proposta para discussão. s.l. SECTAM, s.d.

PATTERSON, Walter C. **Going critical**: An Unofficial History of British Nuclear Power. 1985. Disponível em <http://www.foe.co.uk/resource/report/going_critical.pdf>. Acesso: 29 abr. 2003.

PAZZINI, Luiz Henrique Alves; RIBEIRO, Fernando Selles; KURAHASSI, Luiz Fernando; GALVÃO, Luiz Cláudio Ribeiro; PELEGRINI, Marcelo Aparecido. Luz para o campo: a universalização do atendimento de energia elétrica na zona rural brasileira. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, Rio de Janeiro, v.2, 2002. **Anais**. Rio de Janeiro, SBPE/COPPE-UFRJ / CLUBE DE ENGENHARIA, 2002. p.769-775.

PETROBRÁS GÁS – GASPETRO. [online]. Disponível em <<http://www.gaspetro.com.br/phtml/index1.htm>>. Acesso: 13 fev. 2005.

PLATÃO. Critias, o la Atlântida. Tradução Francisco de P. Samaranch. In: ARAUJO, Maria; YAGÜE, Francisco Garcia; GIL, Luis; MIGUEZ, Jose Antonio; RICO, Maria; HUESCAR, Antonio Rodrigues; SAMARANCH, Francisco de P. **Obras Completas**. 2.ed: Madrid, Aguilar, 1974, p. 1190 – 1201.

PINHO, João Tavares. Alternativas energéticas para a Amazônia. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 63-68.

PINHO, João Tavares; SANTOS, Norma Ely Silva; MENDEZ, Osvaldo R. Saavedra; SOUZA, Hallan Max Silva. **Levantamento de projetos de eletrificação de comunidades**

isoladas utilizando fontes renováveis de energia: Região 2 – Pará, Maranhão, Amapá e Tocantins. s.l., Projeto PNUD BRA/99/11, s.d.

PINTO, Lúcio Flávio. **Hidrelétricas na Amazônia:** predestinação, fatalidade ou engodo. Belém, Smith, edição Jornal Pessoal, 2002.

POOLE, Alan Douglas; ORTEGA, Oswaldo; MOREIRA, José Roberto. **Energia para o desenvolvimento da Amazônia:** contribuição ao projeto PNUD/SUDAM/SUFRAMA/BASA – macrocenários Amazônia 2010. São Paulo, 1990.

RIBEIRO, Jorge Salomão Boabaid. Aspectos limnológicos da UHE de Tucuruí. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia:** Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, p. 259 – 281.

RODRIGUES, Hildebrando. **Álbum do Pará.** Belém, Novidades, 1939.

SANTOS, Geraldo Mendes dos; MÉRONA, Bernard de. Impactos imediatos da UHE Tucuruí sobre as comunidades de peixe e pesca. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia:** Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, p. 251 – 258.

SANTOS, Marcos Antônio S. dos; D'ÁVILA, José Luiz. Cenários do Agronegócio na Amazônia: o caso da dendeicultura. In III CONGRESSO BRASILEIRO DE ADMINISTRAÇÃO RURAL. Belo Horizonte, 1999, s.p. [online]. Disponível em <<http://www.dae.ufla.br/Biblioteca/4CongrABAR/ard1999/ard9.pdf>>. Acesso 27 mai. 2003.

SANTOS, Rosana Rodrigues dos; MERCEDES, Sônia Seger P. A reestruturação do setor elétrico brasileiro e a universalização do acesso ao serviço de energia elétrica. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, Rio de Janeiro, v.2, 1999. **Anais.** Rio de Janeiro, SBPE/COPPE-UFRJ / CLUBE DE ENGENHARIA, 1999. p.680-706.

SANTOS, Sílvio Coelho dos. Notas sobre o deslocamento compulsório de populações indígenas em consequência da inundação de hidrelétricas na Amazônia. In MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Orgs.). **Energia na Amazônia.** Belém, v.2, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 689-696.

SCHNEIDER, Stephen H. Global climate change. In: HOLLANDER, Jack M. (ed.). **The Energy-environment connection.** Washington, DC: Island Press, 1992. Chap. 4, p. 75 – 108.

SILVA, Marcos Vinicius Miranda da. **Estrutura de planejamento energético para pequenas comunidades da Amazônia.** São Paulo, 1997. Dissertação (Mestrado). Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia (IEE/EP/IF/FEA), Universidade de São Paulo.

SILVA, Marcos Vinicius Miranda da; BERMANN, Célio a. **O reducionismo como barreira para as análises e compreensão dos sistemas energéticos**. [trabalho científico em CD-ROM]. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 10, SBPE/COPPE-UFRJ / CLUBE DE ENGENHARIA, Rio de Janeiro, 2004.

_____. **b. O potencial energético para a geração de eletricidade no Estado do Pará**. [trabalho científico em CD-ROM]. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 10, SBPE/COPPE-UFRJ / CLUBE DE ENGENHARIA, Rio de Janeiro, 2004.

SISTEMA DE INFORMAÇÕES EMPRESARIAIS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA – SIESE. **Síntese 2000**. Boletim Semestral. [online]. Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br>>. Acesso em 7 out. 2003.

_____. **Síntese 2001**. Boletim Semestral. [online]. Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br>>. Acesso em 7 out. 2003.

_____. **Síntese 2002**. Boletim Anual. [online]. Disponível em: <<http://www.eletronbras.gov.br>>. Acesso em 4 set. 2003.

SMELOFF, Ed; ASMUS, Peter. **Reinventing electric utilities: competition, citizen action, and clean power**. Washington, DC: Island Press, 1997.

SMITH, Thomas Lynn. **Organização rural: problemas e soluções**. Tradução José Arthur Rios. São Paulo, Pioneira, 1971. (Original em Inglês).

STARR, Chauncey; FIELD, Stanford. Economic growth, employment and energy. **Energy Policy**. v.7, n.1, p. 2-22, Mar. 1979.

SUÁREZ, Carlos E. Energy needs for sustainable human development. In: GOLDEMBERG, José e JOHANSSON, Thomas B. (Eds.) **Energy as an instrument for socio-economic development**. New York: UNDP, 1995.

SUPERINTENDÊNCIA DO PLANO DE VALORIZAÇÃO ECONÔMICA DA AMAZÔNIA – SPVEA. **Primeiro plano quinquenal**. Belém, v.1, SPVEA, 1955.

SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DA AMAZÔNIA – SUDAM. **Oportunidades industriais na Amazônia: oleaginosas**. In I ENCONTRO DE INVESTIDORES DA AMAZÔNIA. Belém, SUDAM, s.d.

_____. **I plano quinquenal de desenvolvimento (1967 – 1971)**. Belém, SUDAM, 1967.

_____. **Madeira derrubada para a construção da hidrelétrica de Tucuruí: possibilidades de aproveitamento**. Belém, SUDAM, 1977.

_____. Levantamento da alteração da cobertura vegetal primitiva do Estado do Pará. Belém, INTITUTO BRASILEIRO DE DESENVOLVIMENTO FLORESTAL - IBDF/SUDAM, Programa de Monitoramento da Cobertura Florestal do Brasil – PMCFB, **Relatório Técnico**, 1988.

SUPERINTENDÊNCIA DA ZONA FRANCA DE MANAUS – SUFRAMA. **Potencialidades regionais**: estudo de viabilidade econômica – dende. s.l. 2003. [online] Disponível em <http://suframa.gov.br/publicacoes/proj_pot_regionais/sumario/dende.pdf>. Acesso: 7 abr. 2005.

SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DA AMAZÔNIA – SUDAM e PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO – PNUD. **Estudo de Mercado de Matéria-prima**: corantes naturais (cosméticos, indústria de alimentos), conservantes e aromatizantes, bio-inseticidas e óleos vegetais e essenciais (cosméticos e oleoquímica). Belém, 2000.

TADEI, Wanderli Pedro. O gênero *Mansonia* (Díptera: Culicidae) e a proliferação de mosquitos na usina hidrelétrica de Tucuruí. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa, BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**: Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, p. 311 – 318.

TAYLOR, Theodore B. Nuclear power and nuclear weapons. Jul. 1996. [online]. Disponível <http://www.wagingpeace.org/articles/1996/07/00_taylor_nuclear-power.htm>. Acesso: 27 jan. 2005.

THE STORY OF NATURAL RUBBER. <<http://www.tarrc.co.uk/pages/storynr.htm>>, Acesso em 20 de out. 2003.

TURKENBURG, Wim C. Renewable energy technologies. In: UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME (UNDP); UNITED NATIONS DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS (UNDESA), AND WORLD ENERGY COUNCIL (WEC). **World energy assessment**: energy and the challenge of sustainability. New York, UNDP, 2000, p. 219 – 272.

UNITED NATIONS. **The world at six billion**. Population Division, 1999. [online] Disponível em: <<http://www.un.org/esa/population/publications/sixbillion/sixbillion.htm>>. Acessado em: 25 mai. 2002.

VAINER, Carlos B.; ARAÚJO, Frederico Guilherme B. de. Grandes hidrelétricas x região: a proposta de inserção regional. In **Grandes projetos hidrelétricos e desenvolvimento regional**. Rio de Janeiro, CEDI, 1992, p. 51- 69.

VALE, Silvio Bispo de. **Perfil de proposta de abastecimento de energia elétrica através de fontes alternativas para pequenas localidades**: casos de Praia Grande e Tamaruteua. Belém, 1997, Monografia, Especialização em aproveitamento de energias solar e eólica – Centro Tecnológico, Universidade Federal do Pará.

VIEIRA FILHO, Osmar; RAMOS, Sílvia M. Frattini G.; EL-MOOR, Patrícia Dario; ESPÍRITO SANTO, Viviane Kerry Tomaz; NASCIMENTO, Elimar Pinheiro. O complexo hidrelétrico Belo Monte e sua inserção regional. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, Rio de Janeiro, v.2, 2002. **Anais**. Rio de Janeiro, SBPE/COPPE-UFRJ / CLUBE DE ENGENHARIA, 2002. p.685-2002.

VITEZLAV, Kumpera. **Interpretação sistêmica do planejamento**: São Paulo, Nobel, 1979.

VON BERTALANFFY, Ludwig. **Teoria geral dos sistemas**. Tradução Francisco M. Guimarães. 2.ed: Petrópolis, Vozes, 1975 (Original em Inglês).

WORLD BANK. **Commodity price data**. Disponível <<http://www.tradeportalofindia.com/usrdata/itpoadmin/TradeInformation/itpo/UploadData/I407/commodity2000.htm>>. Acesso em 08/04/2005.

WORLD HEALTH ORGANIZATION – WHO. **Air quality guidelines, WHO, 1999**. In WHO. Environmental Health Information, 1999. Disponível em <http://www.who.int/environmental_information/Air/Guidelines/Chapter3.htm>. Acesso: 14 mai. 2003.

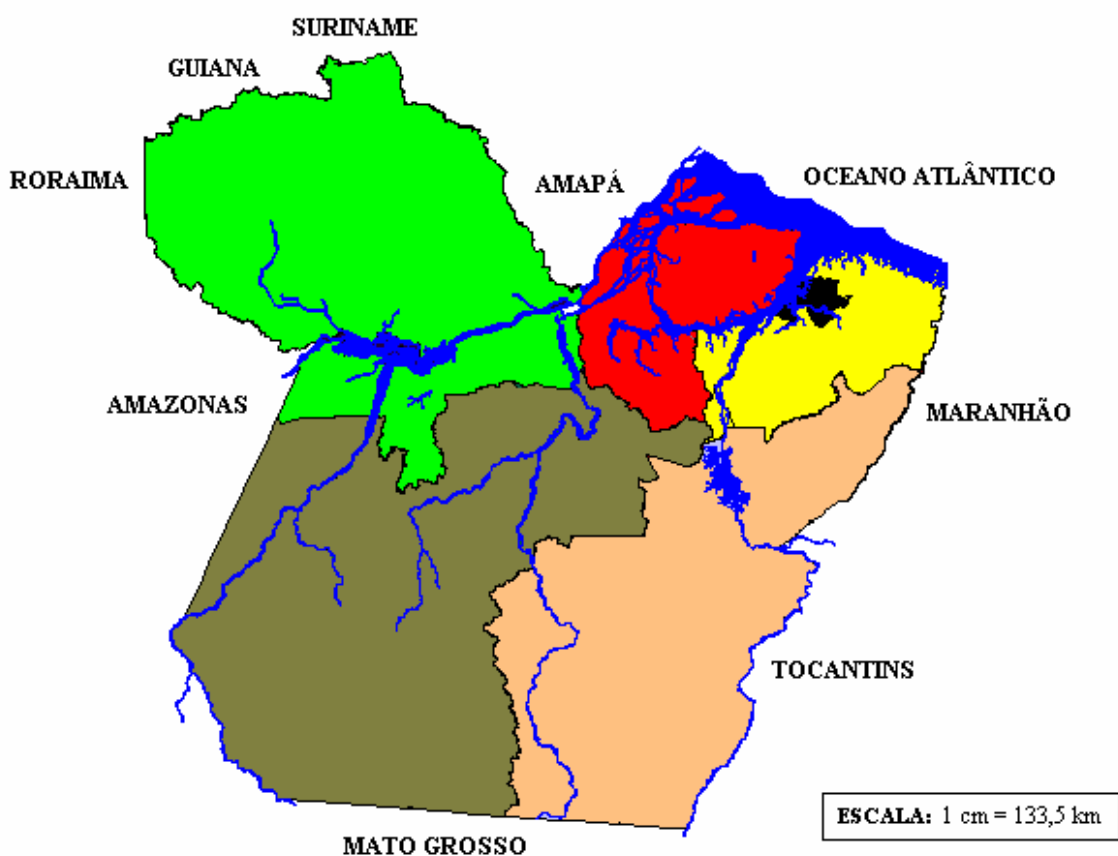
YERGIN, Daniel. **O petróleo**: uma história de ganância, dinheiro e poder. Tradução Leila Marina Di Natale; Maria Cristina Guimarães e Maria Cristina L. de Góes: São Paulo, Scritta, 1994 (Original em Inglês).

ZOMERS, Adriaan Z. **Rural electrification**. Enschede, 2001, Ph.D. Thesis – Faculty of Technology and Management, University of Twente. [online]. Disponível em <<http://www.tup.utwente.nl/uk/catalogue/technical/rural-electrification>>. Acesso: 28 jul. 2004.

ZYLBERSZTAJN, David. O contexto regional e o planejamento energético para a Amazônia. In: MAGALHÃES, Sônia Barbosa; BRITTO, Rosyan de Caldas e CASTRO, Edna Ramos de (Org.). **Energia na Amazônia**. Belém, v.1, Museu Paraense Emílio Goeldi/Universidade Federal do Pará/Associação de Universidades Amazônicas, 1996, 27-29.

APÊNDICE I

AS MESORREGIÕES DO ESTADO DO PARÁ

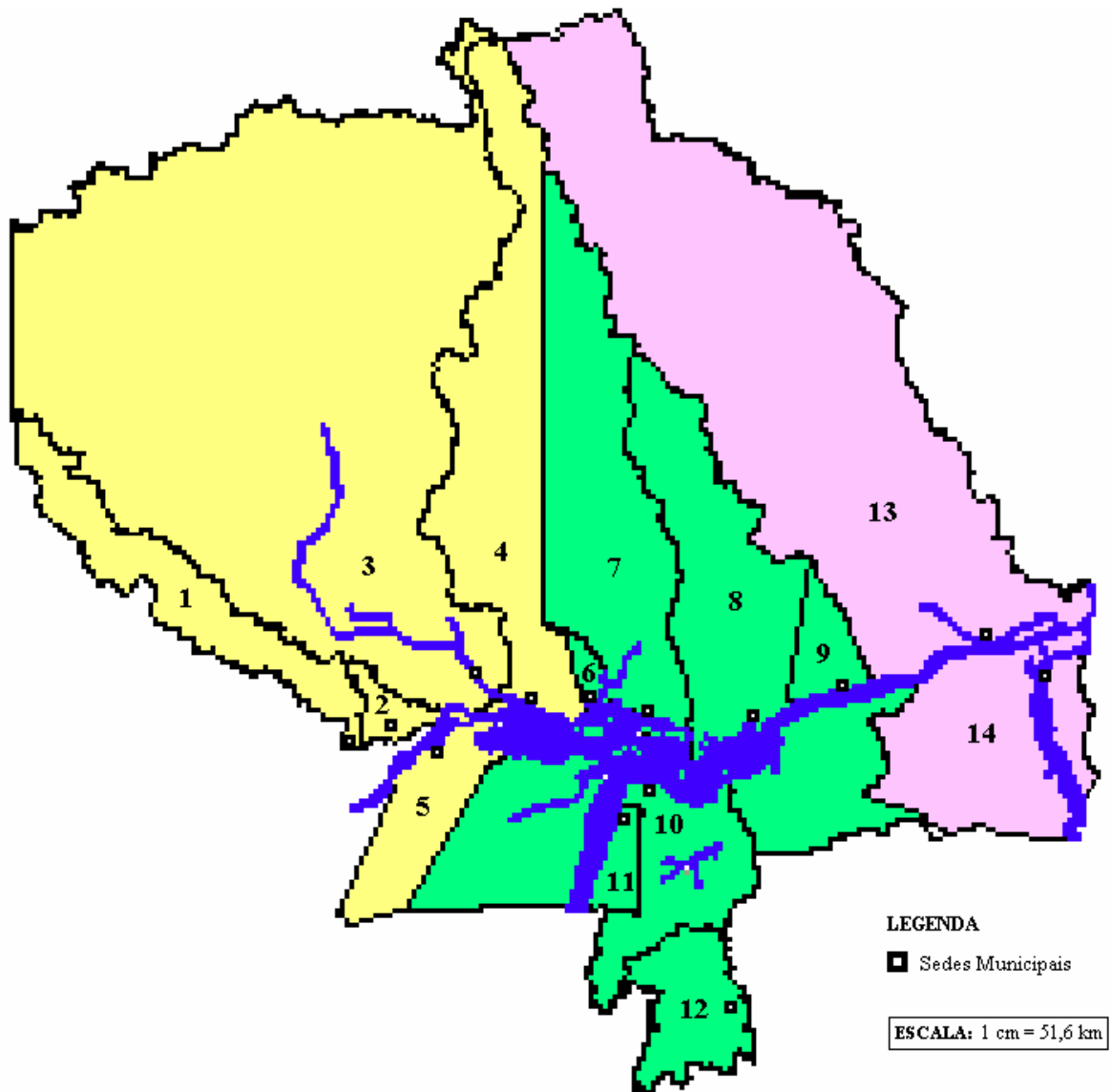


MESORREGIÕES

	METROPOLITANA DE BELÉM		NORDESTE PARAENSE		SUDESTE PARAENSE
	MARAJÓ		BAIXO AMAZONAS		SUDOESTE PARAENSE

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

MESORREGIÃO BAIXO AMAZONAS



MESORREGIÃO BAIXO AMAZONAS

Microrregião Óbidos

1: Faro; 2: Terra Santa; 3: Oriziminá; 4: Óbidos; 5: Juruti

Microrregião Santarém

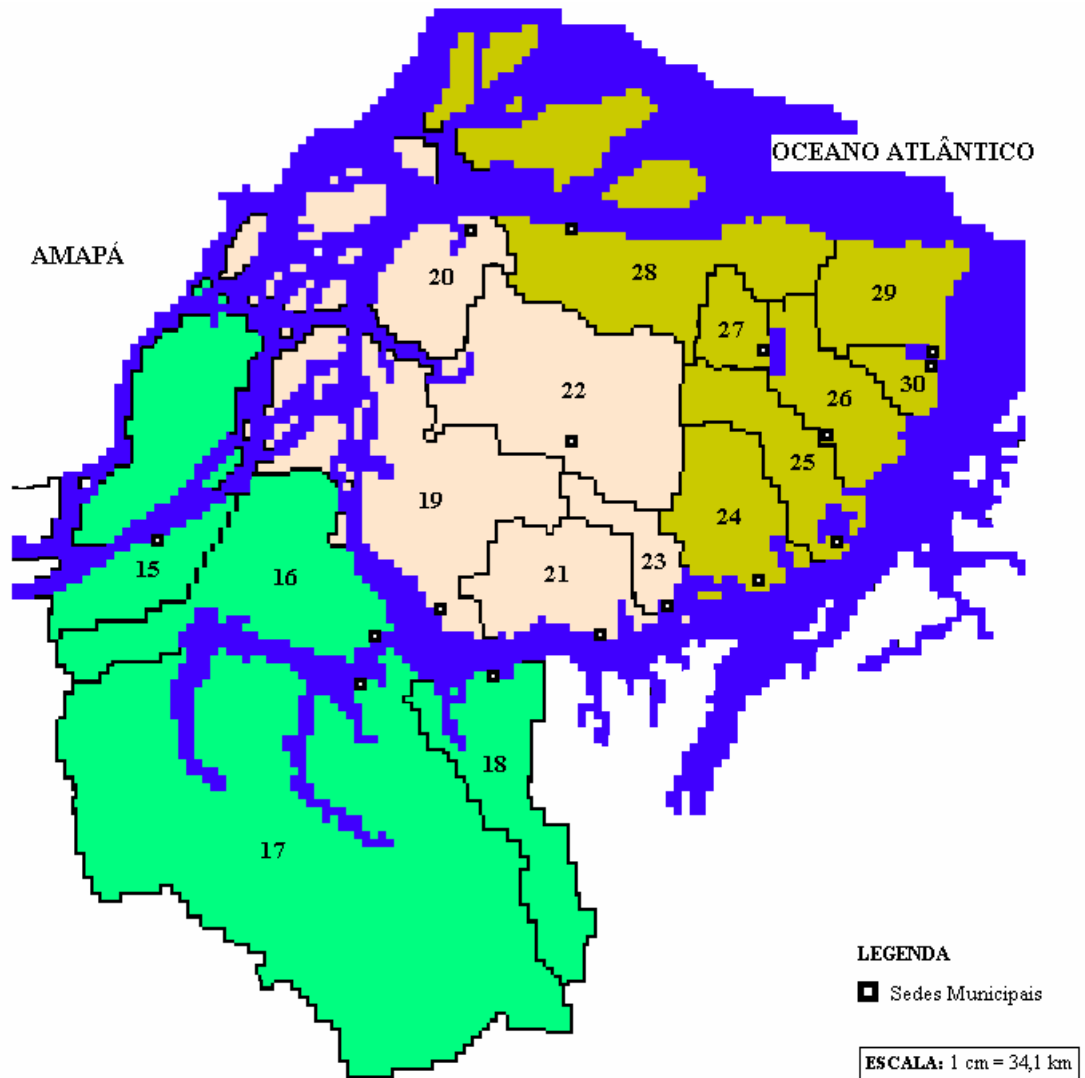
6: Curuá; 7: Alemquer; 8: Monte Alegre; 9: Prainha; 10: Santarém; 11: Belterra; 12: Placas

Microrregião Almerim

13: Almerim; 14: Porto de Moz

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

MESORREGIÃO MARAJÓ



MESORREGIÃO MARAJÓ

Microrregião Portel

15: Gurupá; 16: Melgaço; 17: Portel; 18: Bagre

Microrregião Furos de Breves

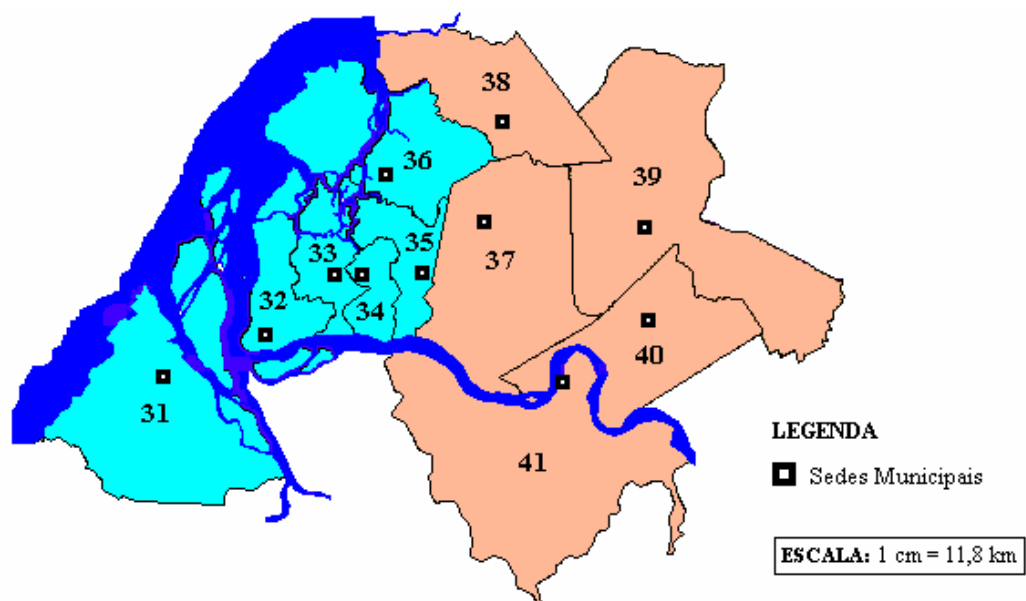
19: Breves; 20: Afuá; 21: Curralinho; 22: Anajás; 23: São Sebastião da Boa Vista

Microrregião Arari

24: Muaná; 25: Ponta de Pedras; 26: Cachoeira do Arari; 27: Santa Cruz do Arari; 28: Chaves; 29: Soure; 30: Salvaterra

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

MESORREGIÃO METROPOLITANA DE BELÉM



MESORREGIÃO METROPOLITANA DE BELÉM

Microrregião Belém

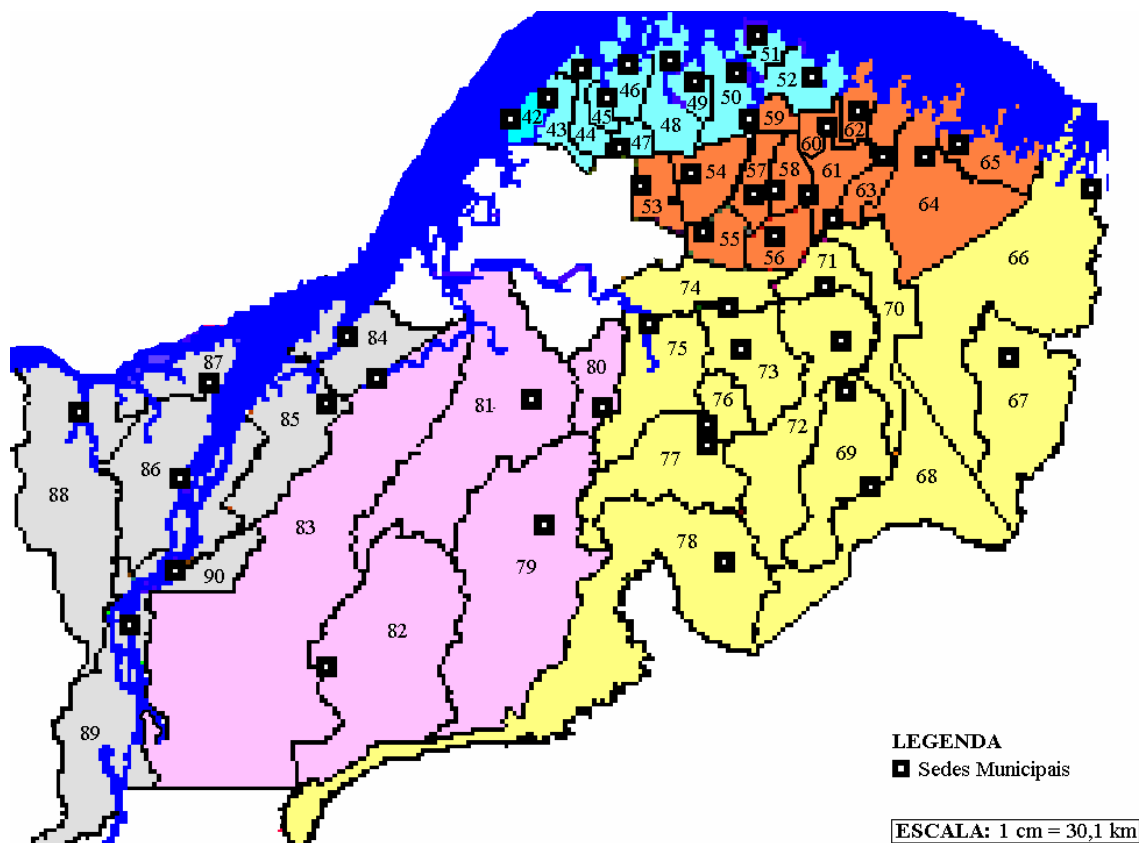
31: Barcarena; 32: Belém; 33: Ananindeua; 34: Marituba; 35: Benevides; 36: Santa Bárbara do Pará

Microrregião Castanhal

37: Santa Isabel do Pará; 38: Santo Antônio do Tauá; 39: Castanhal; 40: Inhangapi; 41: Bujaru

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

MESORREGIÃO NORDESTE PARAENSE



MESORREGIÃO NORDESTE PARAENSE

Microrregião Salgado

42: Colares; 43: Vigia; 44: São Caetano de Odivelas; 45: São João da Ponta; 46: Curuçá; 47: Terra Alta; 48: Marapanim; 49: Magalhães Barata; 50: Maracanã; 51: Salinópolis; 52: São João de Pirabas

Microrregião Bragantina

53: São Francisco do Pará; 54: Igarapé-Açu; 55: Santa Maria do Pará; 56: Bonito; 57: Nova Timboteua; 58: Peixe-Boi; 59: Santarém Novo; 60: Primavera; 61: Capanema; 62: Quatipuru; 63: Tracuateua; 64: Bragança; 65: Augusto Correa

Microrregião Guamã

66: Viseu; 67: Cachoeira do Piriá; 68: Nova Esperança do Piriá; 69: Garafão do Norte; 70: Santa Luzia do Pará; 71: Ourém; 72: Capitão Poço; 73: Irituia; 74: São Miguel do Guamã; 75: São Domingos do Capim; 76: Mãe do Rio; 77: Aurora do Pará; 78: Ipixuna do Pará

Microrregião Tomé-Açu

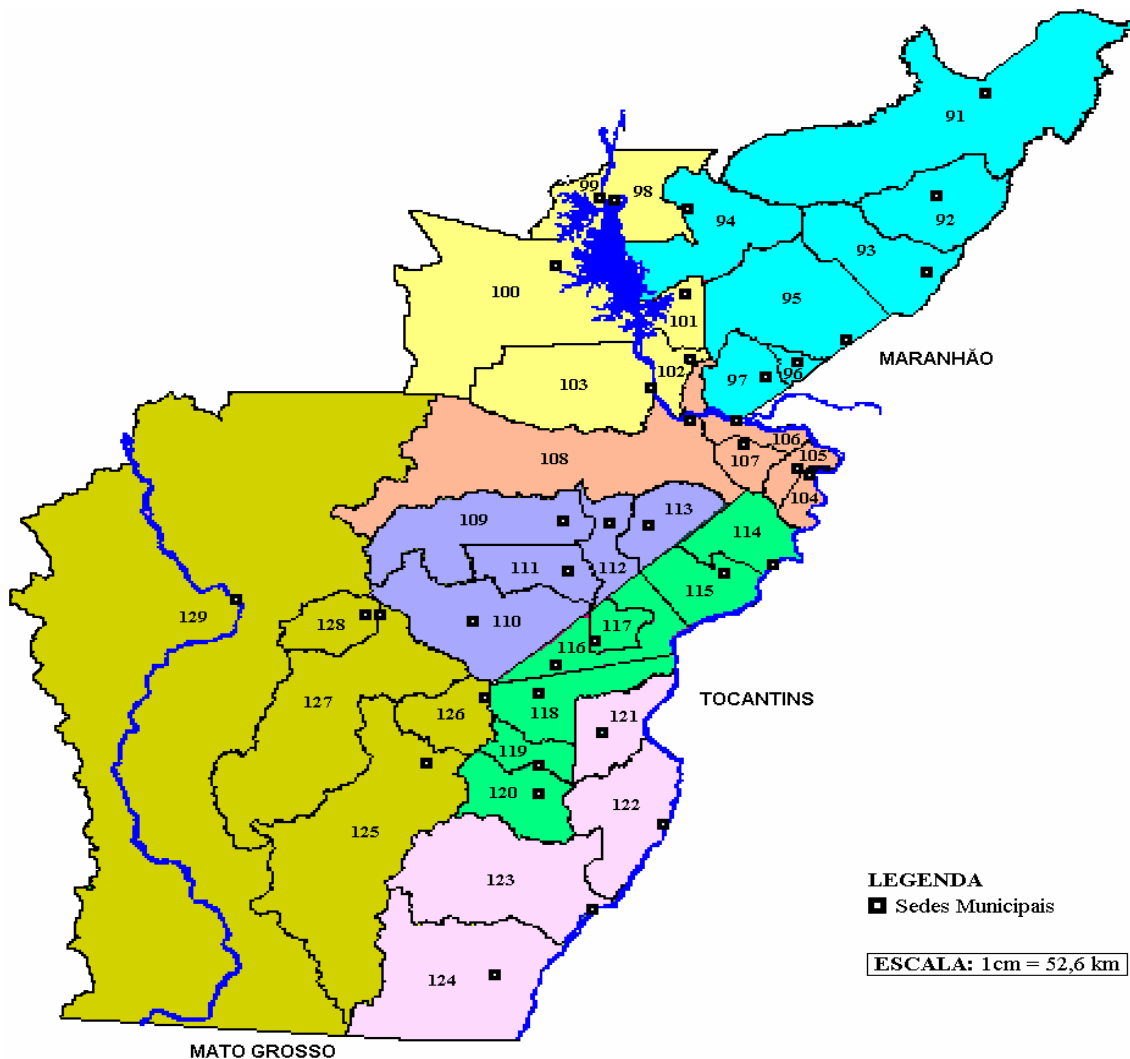
79: Tomé-Açu; 80: Concórdia do Pará; 81: Acará; 82: Tailândia; 83: Moju

Microrregião Cameté

84: Abaetetuba; 85: Igarapé-Miri; 86: Cameté; 87: Limoeiro do Ajuru; 88: Oeiras do Pará; 89: Baião; 90: Mocajuba

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

MESORREGIÃO SUDESTE PARAENSE



MESORREGIÃO SUDESTE PARAENSE

Microrregião Paragominas

91: Paragominas; 92: Ulianópolis; 93: Dom Eliseu; 94: Goianésia do Pará; 95: Rondon do Pará; 96: Abel Figueiredo; 97: Bom Jesus do Tocantins

Microrregião de Tucuruí

98: Breu Branco; 99: Tucuruí; 100: Novo Repartimento; 101: Jacundá; 102: Nova Ipixuna; 103: Itupiranga

Microrregião Marabá

104: Palestina do Pará; 105: Brejo Grande do Araguaia; 106: São João do Araguaia; 107: São Domingos do Araguaia; 108: Marabá

Microrregião Parauapebas

109: Parauapebas; 110: Água Azul do Norte; 111: Canaã dos Carajás; 112: Curionópolis; 113: Eldorado dos Carajás

Microrregião Redenção

114: São Geraldo do Araguaia; 115: Piçarra; 116: Xinguara; 117: Sapucaia; 118: Rio Maria; 119: Pau D'Arco; 120: Redenção

Microrregião Conceição do Araguaia

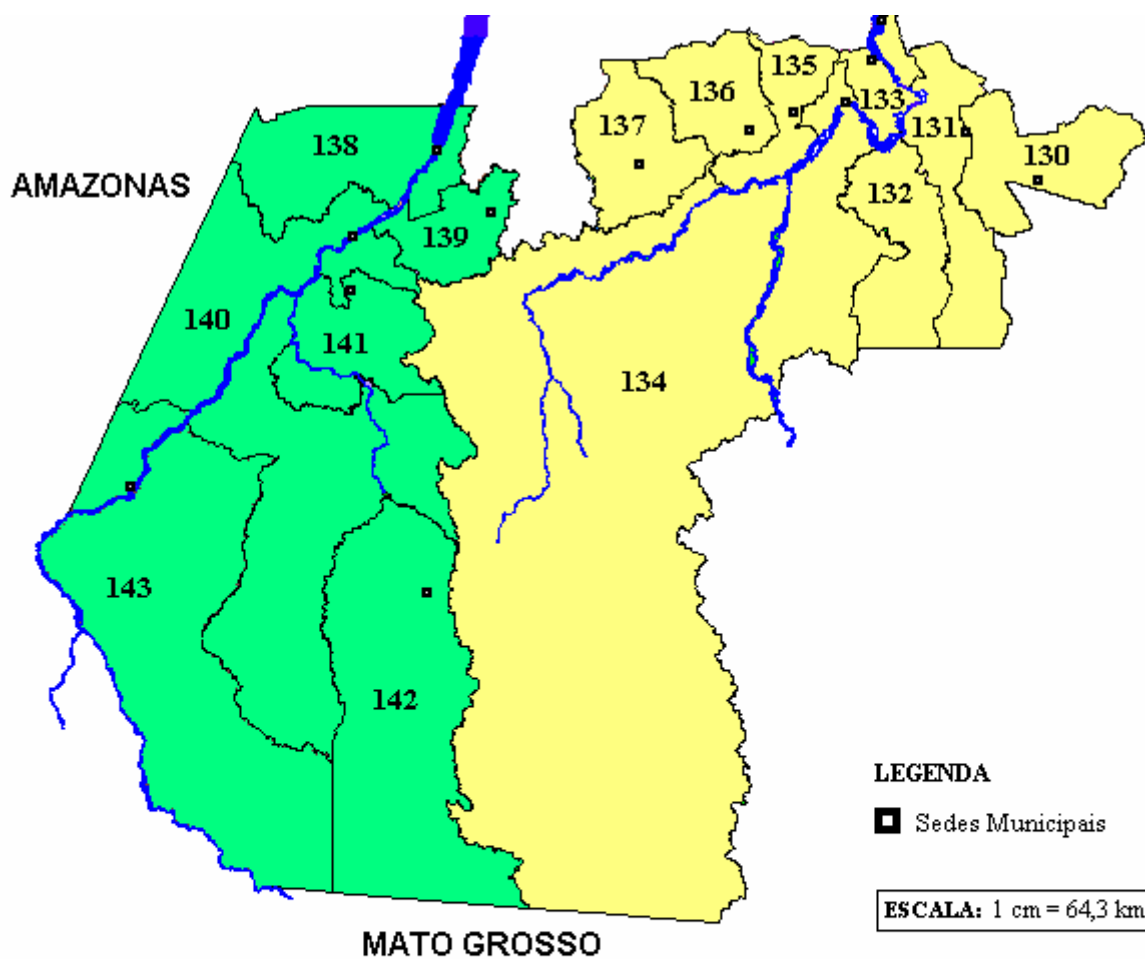
121: Floresta do Araguaia; 122: Conceição do Araguaia; 123: Santa Maria das Barreiras; 124: Santana do Araguaia

Microrregião São Félix do Xingu

125: Cumarú do Norte; 126: Bannach; 127: Ourilândia do Norte; 128: Tucumã; 129: São Félix do Xingu

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP

MESORREGIÃO SUDOESTE PARAENSE



MESORREGIÃO SUDOESTE PARAENSE

Microrregião Altamira

130: Pacajá; 131: Anapu; 132: Senador José Porfírio; 133: Vitória do Xingu; 134: Altamira; 135: Brasil Novo; 136: Medicilândia; 137: Uruará

Microrregião Itaituba

138: Aveiro; 139: Rurópolis; 140: Itaituba; 141: Trairão; 142: Novo Progresso; 143: Jacareacanga

Fonte: Elaborada com o auxílio do Sistema de Informações Georreferenciadas do Estado do Pará – SIGIEP.

APÊNDICE II

APÊNDICE II A

População do Estado do Pará entre 1910 e 1940¹.

Mesorregiões/ Microrregiões	1910	1940	Taxa de Crescimento (Porcentagem)
Baixo Amazonas	76600	130210	1,78
Óbidos	23425	42581	2,01
Santarém	41265	78689	2,17
Almerim	11910	8940	-0,95
Marajó	118567	124815	0,17
Portel	27452	16242	-1,73
Furo de Breves	55283	46686	-0,56
Arari	35832	61887	1,84
Metropolitana de Belém	270728	237840	-0,43
Belém	270728	206331	-0,90
Castanhal	*	31509	*
Nordeste Paraense	244122	388184	1,56
Salgado	55766	90023	1,61
Bragantina	42357	99943	2,90
Cametá	64590	96947	1,36
Tomé-açu	29966	27720	-0,26
Guamá	51443	73551	1,20
Sudoeste Paraense	23588	15580	-1,37
Itaituba	9814	9152	-0,23
Altamira	13774	6428	-2,51
Sudeste Paraense	18844	17268	-0,29
Tucuruí	*	*	*
Paragominas	*	*	*
São Félix do Xingu	*	*	*
Parauapebas	*	*	*
Marabá	n.d	12553	n.d
Redenção	*	*	*
Conceição do Araguaia	18844	4715	-4,51
Estado do Pará	752449	913897	0,65

*: Informação inexistente, porque os municípios que compõem as microrregiões não haviam sido criados.

n.d: informação não-disponível.

Fontes: MAIC (1916) e IBGE (1952).

¹ Esta tabela traz uma modificação, porque ela exclui a população dos municípios que atualmente fazem parte do Estado do Amapá. A intenção é facilitar a comparação entre as diversas regiões do Estado ao longo do tempo.

APÊNDICE II B

População do Estado do Pará entre 1940 e 1970.

Mesorregiões/ Microrregiões	1940	1950	1960	1970	Taxa de Crescimento** (Porcentagem)
Baixo Amazonas	130210	153326	221953	304489	2,87
Óbidos	42581	47187	60671	74158	1,87
Santarém	78689	95931	147330	210919	3,34
Almerim	8940	10208	13952	19412	2,62
Marajó	124815	153265	178589	214295	1,82
Portel	16242	23891	29681	40890	3,13
Furo de Breves	46686	67808	73812	88100	2,14
Arari	61887	61566	75096	85305	1,08
Metropolitana de Belém	237840	322835	489473	774295	4,01
Belém	206331	281428	434330	687266	4,09
Castanhal	31509	41407	55143	87029	3,44
Nordeste Paraense	388184	452515	581216	721752	2,09
Salgado	90023	96522	117621	112086	0,73
Bragantina	99943	121958	150213	185593	2,08
Cametá	96947	120458	150802	190565	2,28
Tomé-açu	27720	33850	41479	66654	2,97
Guamá	73551	79727	121101	166854	2,77
Sudoeste Paraense	15580	18531	25576	39825	3,18
Itaituba	9152	10862	13589	21509	2,89
Altamira	6428	7669	11987	18316	3,55
Sudeste Paraense	17268	22801	41386	112362	6,44
Tucuruí	*	5349	10014	17495	*
Paragominas	*	*	*	14697	*
São Félix do Xingu	*	*	*	2332	*
Parauapebas	*	*	*	*	*
Marabá	12553	11130	20089	39800	3,92
Redenção	*	*	*	*	*
Conceição do Araguaia	4715	6322	11283	38038	7,21
Estado do Pará	913897	1123273	1538193	2167018	2,92

*: Informação inexistente, porque os municípios que compõem as microrregiões não haviam sido criados.

** : Taxa de crescimento para o período de 1940 a 1970.

Fonte: IBGE (1952, 1954, 1967b e 1973).

APÊNDICE II C

População do Estado do Pará entre 1970 e 1980.

Mesorregiões/ Microrregiões	1970	1980	Taxa de Crescimento (Porcentagem)
Baixo Amazonas	304489	467426	4,38
Óbidos	74158	102791	3,32
Santarém	210919	319746	4,25
Almerim	19412	44889	8,74
Marajó	214295	282968	2,82
Portel	40890	77616	6,62
Furo de Breves	88100	116170	2,80
Arari	85305	89182	0,45
Metropolitana de Belém	774295	1175579	4,26
Belém	687266	1041507	4,24
Castanhal	87029	134072	4,42
Nordeste Paraense	721752	1008672	3,40
Salgado	112086	136350	1,98
Bragantina	185593	256362	3,28
Cametá	190565	248400	2,69
Tomé-açu	66654	104234	4,57
Guamá	166854	263326	4,67
Sudoeste Paraense	39825	104146	10,09
Itaituba	21509	51329	9,09
Altamira	18316	52817	11,17
Sudeste Paraense	112362	364600	12,49
Tucuruí	17495	91649	18,01
Paragominas	14697	48109	12,59
São Félix do Xingu	2332	4982	7,89
Parauapebas	*	*	*
Marabá	39800	95687	9,17
Redenção	*	*	*
Conceição do Araguaia	38038	124173	12,56
Estado do Pará	2167018	3403391	4,62

*: Informação inexistente, pois os municípios que compõem essas microrregiões ainda não haviam sido criados.

Fonte: IBGE (1973 e 1983).

APÊNDICE II D

População do Estado do Pará entre 1980 e 1991.

Mesorregiões/ Microrregiões	1980	1991	Taxa de Crescimento (Porcentagem)
Baixo Amazonas	467426	560797	1,67
Óbidos	102791	120297	1,44
Santarém	319746	391651	1,86
Almerim	44889	48849	0,77
Marajó	282968	317022	1,04
Portel	77616	76803	-0,10
Furo de Breves	116170	136562	1,48
Arari	89182	103657	1,38
Metropolitana de Belém	1175579	1620564	2,96
Belém	1041507	1447251	3,04
Castanhal	134072	173313	2,36
Nordeste Paraense	1008672	1218214	1,73
Salgado	136350	184580	2,79
Bragantina	256362	281053	0,84
Cametá	248400	300854	1,76
Tomé-açu	104234	155965	3,73
Guamá	263326	295762	1,06
Sudoeste Paraense	104146	344008	11,47
Itaituba	51329	146746	10,02
Altamira	52817	197262	12,73
Sudeste Paraense	364600	889455	8,45
Tucuruí	91649	161646	5,29
Paragominas	48109	148268	10,77
São Félix do Xingu	4982	84984	29,42
Parauapebas	*	92007	*
Marabá	95687	155431	4,51
Redenção	*	169068	*
Conceição do Araguaia	124173	78051	-4,13
Estado do Pará	3403391	4950060	3,46

*: Informação inexistente, pois os municípios que compõem essas microrregiões ainda não haviam sido criados.

Fonte: IBGE (1983 e 1994).

APÊNDICE II E

População do Estado do Pará entre 1991 e 2000.

Mesorregiões/ Microrregiões	1991	2000	Taxa de Crescimento (Porcentagem)
Baixo Amazonas	560797	638320	1,45
Óbidos	120297	150649	2,53
Santarém	391651	430169	1,05
Almerim	48849	57502	1,83
Marajó	317022	379203	2,01
Portel	76803	95913	2,50
Furo de Breves	136562	165665	2,17
Arari	103657	117625	1,41
Metropolitana de Belém	1620564	2085075	2,84
Belém	1447251	1858804	2,82
Castanhal	173313	226271	3,01
Nordeste Paraense	1218214	1473262	2,13
Salgado	184580	215774	1,75
Bragantina	281053	329184	1,77
Cametá	300854	353860	1,82
Tomé-açu	155965	211731	3,45
Guamá	295762	362713	2,29
Sudoeste Paraense	344008	424312	2,36
Itaituba	146746	197942	3,38
Altamira	197262	226370	1,54
Sudeste Paraense	889455	1192135	3,31
Tucuruí	161646	250128	4,97
Paragominas	148268	216851	4,31
São Félix do Xingu	84984	89159	0,53
Parauapebas	92007	153668	5,86
Marabá	155431	215280	3,69
Redenção	169068	167206	-0,12
Conceição do Araguaia	78051	99843	2,77
Estado do Pará	4950060	6192307	2,52

Fonte: IBGE (1994 e 2003a).

APÊNDICE II F

População do Estado do Pará entre 2000 e 2003.

Mesorregiões/ Microrregiões	2000	2003	Taxa de Crescimento (Porcentagem)
Baixo Amazonas	638320	662339	1,24
Óbidos	150649	159999	2,03
Santarém	430169	442035	0,91
Almerim	57502	60305	1,60
Marajó	379203	398359	1,66
Portel	95913	101800	2,01
Furo de Breves	165665	174630	1,77
Arari	117625	121929	1,21
Metropolitana de Belém	2085075	2228171	2,24
Belém	1858804	1985586	2,22
Castanhal	226271	242585	2,35
Nordeste Paraense	1473262	1553079	1,77
Salgado	215774	225385	1,46
Bragantina	329184	344012	1,48
Cametá	353860	370189	1,52
Tomé-açu	211731	230155	2,82
Guamá	362713	383338	1,86
Sudoeste Paraense	424312	448951	1,90
Itaituba	197942	213714	2,59
Altamira	226370	235237	1,29
Sudeste Paraense	1192135	1284094	2,51
Tucuruí	250128	276509	3,40
Paragominas	216851	237573	3,09
São Félix do Xingu	89159	90444	0,48
Parauapebas	153668	172663	3,96
Marabá	215280	233717	2,78
Redenção	167206	166632	-0,11
Conceição do Araguaia	99843	106556	2,19
Estado do Pará	6192307	6574993	2,02

Fonte: IBGE (2003a e 2004b).

APÊNDICE III

Metas da universalização do acesso à energia elétrica no Estado do Pará.

ETAPAS: MUNICÍPIOS	ÍNDICE MÉDIO DE ACESSO À ENERGIA ELÉTRICA	METAS DA UNIVERSALIZAÇÃO
Etapa I: Ananindeua, Belém, Benevides, Marituba e Tucuruí.	99,26%	2004
Etapa II: Castanhal, Curionópolis, Paragominas, Parauapebas, Redenção, Salinópolis, Santa Bárbara do Pará, Santa Isabel do Pará e Sapucaia.	94,85%	2006
Etapa III: Abel Figueiredo, Altamira, Capanema, Curuçá, Dom Eliseu, Jacundá, Marabá, Marapanim, Rio Maria, Rodon do Pará, Santarém Novo, São Francisco do Pará, São João da Ponta, Tailândia, Terra Alta, Vigia e Xinguara.	87,15%	2008
Etapa IV: Almerim, Barcarena, Bragança, Colares, Conceição do Araguaia, Igarapé-Açu, Itaituba, Mãe do Rio, Magalhães Barata, Ourém, Primavera, Quatipuru, Santa Maria do Pará, Santarém, Santo Antônio do Tauá, São João de Pirabas, Soure e Ulianópolis.	79,97%	2010
Etapa V: Abaetetuba, Brejo Grande do Araguaia, Breu Branco, Breves, Concórdia do Pará, Faro, Goianésia do Pará, Nova Timboteua, Oriximiná, Peixe-Boi, Salvaterra, Santa Cruz do Arari, Santa Luzia do Pará, São Caetano de Odivelas, São Domingos do Araguaia, São Miguel do Guamá, Terra Santa, Tomé-Açu e Tucumã.	70,60%	2012
Etapa VI: Alenquer, Baião, Bom Jesus do Tocantins, Bonito, Canaã dos Carajás, Capitão Poço, Eldorado dos Carajás, Igarapé-Miri, Inhangapi, Irituia, Jacareacanga, Maracanã, Mocajuba, Nova Ipixuna, Novo Progresso, Óbidos, Ourilândia do Norte, Palestina do Pará, Pau D'arco, Porto de Moz, Santana do Araguaia e São Geraldo do Araguaia.	59,36%	2014
Etapa VII: Acará, Afuá, Água Azul do Norte, Anajás, Anapu, Augusto Correa, Aurora do Pará, Aveiro, Bagre, Bannach, Belterra, Brasil Novo, Bujaru, Cachoeira do Arari, Cachoeira do Piriá, Cametá, Chaves, Cumarú do Norte, Curralinho, Curuá, Floresta do Araguaia, Garrafão do Norte, Gurupá, Ipixuna do Pará, Itupiranga, Juruti, Limoeiro do Ajuru, Medicilândia, Melgaço, Moju, Monte Alegre, Muaná, Nova Esperança do Piriá, Novo Repartimento, Oeiras do Pará, Pacajá, Piçarra, Placas, Ponta de Pedras, Portel, Prainha, Rurópolis, Santa Maria das Barreiras, São Domingos do Capim, São Félix do Xingu, São João do Araguaia, São Sebastião da Boa Vista, Senador José Porfírio, Tracuateua, Trairão, Uruará, Viseu e Vitória do Xingu.	44,53%	2015

Fonte: Elaborada a partir de ANEEL (2004).