

GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA
REGIÃO NORTE – GTON

Plano de Operação para 2003 Sistemas Isolados

GTON / CTP – 001/2003

MARÇO/2003

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
DES - Departamento de Sistemas Isolados e Combustíveis
Avenida Presidente Vargas, 409 - 10º andar - CEP - 20.071-003 - RJ
Tel.: 21 2514 - 6215 e 2514 - 6216
www.elektrobras.gov.br
E-mail: des@elektrobras.gov.br

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBJETIVO	1
3	PREMISSAS BÁSICAS	2
	3.1 Mercado de Carga Própria de Energia	2
	3.2 Configuração dos Sistemas Isolados	2
	3.3 Consumo Específico	6
	3.4 Fornecimento de Energia	6
	3.5 Programas de Expansão e Interligação	6
	3.6 Metodologia Utilizada	7
	3.7 Tendências Macroeconômicas	7
	3.8 Importação de Energia	8
	3.9 Reserva Operacional	8
4	PRINCIPAIS RESULTADOS	8
	4.1 Montantes de Energia e Demanda para Aditamento dos Contratos de Suprimento de Energia	9
	4.2 Previsão do Total de Geração Hidráulica e Térmica	11
	4.3 Previsão de Consumo Total de Óleo	13
	4.4 Síntese do Atendimento aos Mercados de Energia por Estado	15
	4.4.1 Estado do Acre	15
	4.4.2 Estado do Amapá	15
	4.4.3 Estado do Amazonas	16
	4.4.4 Estado do Pará	16
	4.4.5 Estado de Rondônia	17
	4.4.6 Estado de Roraima	17
	4.4.7 Estado da Bahia	17
	4.4.8 Estado do Maranhão	18
	4.4.9 Estado do Mato Grosso	18
	4.4.10 Estado do Mato Grosso do Sul	18
	4.4.11 Estado de Pernambuco	18
5	ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DA REGIÃO NORTE	19
	5.1 Estado do Acre	19
	5.1.1 Capital – Sistema Rio Branco	21
	5.1.2 Interior	24
	Configuração do Parque Gerador	25
	5.2 Estado do Amapá	26
	5.2.1 Capital – Sistema Macapá	28
	5.2.2 Interior	33
	5.3 Estado do Amazonas	35
	5.3.1 Capital – Sistema Manaus	37
	5.4 Estado do Pará	49
	5.4.1 Capital	49
	5.4.2 Interior	49
	5.5 Estado de Rondônia	54
	5.5.1 Capital - Sistema Rondônia-Acre	56
	5.5.2 Interior	61
	5.6 Estado de Roraima	65
	5.6.1 Capital – Sistema Boa Vista	67
	5.6.2 Interior	70
6	ATENDIMENTO AOS DEMAIS MERCADOS DE ENERGIA ISOLADOS	74
	6.1 Estado da Bahia	74
	6.2 Estado do Maranhão	75
	6.3 Estado de Mato Grosso	76
	6.3.1 Capital	76
	6.3.2 Interior	76
	6.4 Estado do Mato Grosso do Sul	80
	6.5 Estado de Pernambuco	81
7	ABREVIATURAS E SIGLAS	83

1 Introdução

Em decorrência das dimensões continentais do país, os Sistemas Isolados Brasileiros, predominantemente térmicos e majoritariamente localizados e dispersos na Região Norte, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, a aproximadamente 4,5 milhões de habitantes, sendo 1,2 milhão de consumidores. Certamente, a imensa maioria da população beneficiada pela pujança dos Sistemas Interligados desconhece a existência, a complexidade e a função social dos Sistemas Isolados.

Ciente dessas características e das responsabilidades a elas inerentes, o Estado sempre avocou a coordenação do planejamento da operação e a fiscalização do seu fiel cumprimento. Com relação às já citadas importância e dispersão dos Sistemas Isolados da Região Norte, há que se registrar o papel do Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, composto por representantes de empresas¹ públicas e privadas e coordenado pela ELETROBRÁS, no planejamento e acompanhamento da operação.

Dentre suas atribuições, destaca-se a elaboração do Plano Anual de Operação dos Sistemas Isolados², instrumento prospectivo, que ao final de cada ano, perscruta o horizonte do ano seguinte, de forma a fornecer as diretrizes operacionais mais precisas possíveis para o exercício vindouro.

2 Objetivo

Apresentar as previsões de geração térmica e o consumo de combustíveis por empresa para fins de composição da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL), os intercâmbios de energia e demanda a serem contratados pelas empresas distribuidoras com a ELETRONORTE, a MANAUS ENERGIA e a BOA VISTA ENERGIA, bem como apresentar as condições de atendimento energético das capitais dos Estados que possuem Sistemas Isolados.

¹ A Portaria MINFRA nº 895, de 29 de novembro de 1990, criou o GTON e estabeleceu as empresas que o comporiam: CEA, CEAM, CELPA, CEMAT, CER, CERON, ELETROACRE, ELETRONORTE e ELETROBRÁS. Posteriormente, foram também incluídas a MANAUS ENERGIA e BOA VISTA ENERGIA, subsidiárias integrais da ELETRONORTE.

² Este documento, cujas origens remontam à Portaria MINFRA Nº 179, de 28 de agosto de 1991, foi referendado através da Lei Nº 8631, de 04 de março de 1993, e pelo Decreto Nº 774, de 18 de março de 1993, sendo o instrumento que atende à Resolução ANEEL nº 350, de 22 de dezembro de 1999, no que diz respeito ao planejamento da operação energética de médio prazo dos Sistemas Isolados.

3 Premissas Básicas

O processo de planejamento requer o pleno conhecimento do mercado de carga própria, da configuração atual e da previsão de expansão dos sistemas, da consideração dos denominados consumos específicos das unidades geradoras, da ininterrupção do fornecimento de energia, das macrotendências climáticas, da importação de energia e das reservas operacionais.

A seguir são apresentadas as premissas básicas utilizadas para a elaboração do Plano de Operação 2003.

3.1 Mercado de Carga Própria de Energia

No processo de planejamento é fundamental o insumo das previsões de carga própria das empresas. Este Plano considera as informações fornecidas pelo Comitê de Estudos de Mercado - CTEM, integrante do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Para o ano 2003, o mercado de carga própria prognosticado para os Sistemas Isolados é de 9.473 GWh (1.081 MW médios), representando um crescimento médio global de 6% em relação ao previsto para 2002, conforme Quadro 3.1-1, onde são também apresentadas as previsões por concessionária e os respectivos percentuais de crescimento.

3.2 Configuração dos Sistemas Isolados

Para fins de Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados, objetivando o atendimento à carga própria de energia, foi considerado o Parque Gerador informado pela ANEEL, que através do Ofício SFG/ANEEL nº 516/2002, de 18 de novembro de 2002, autorizou a operação, para o início de 2003, de 292 Sistemas Isolados, totalizando 1.140 unidades geradoras e 2.919 MW de potência nominal instalada, estando prevista uma redução para 276 sistemas até o final de 2003, conforme apresentado nos Quadros 3.2-1 e 3.2-2, a seguir.

Quadro 3.1-1

Previsões de Carga Própria de Energia

Concessionária	Local	CP de Energia (MWh)		Crescimento (%)
		2002	2003	
BOA VISTA ENERGIA	TOTAL BOA VISTA (Importação de energia)	378.688	414.668	9,5
CEA	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	644.000	680.000	5,6
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	47.000	48.000	2,1
	TOTAL CEA	691.000	728.000	5,4
CEAM	INTERIOR (Suprimento HT MANAUS ENERGIA)	26.495	50.564	90,8
	INTERIOR (Suprimento de Cruzeiro do Sul a Guajará)	2.477	2.641	6,6
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	593.870	566.273	(4,6)
	INTERIOR (Suprimento PIE a Itacoatiara - Biomassa)	-	34.085	-
	INTERIOR (Suprimento AP a Itacoatiara - diesel)	31.801	30.587	(3,8)
	TOTAL CEAM	654.643	684.150	4,5
CELPA	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	221.003	228.245	3,3
CEMAT	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	181.010	158.033	(12,7)
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	29.449	33.847	14,9
	INTERIOR (Suprimento de PCHs de Autoprodutores)	84.235	39.294	(53,4)
	TOTAL CEMAT	294.694	231.174	(21,6)
CER	CAPITAL (Suprimento Térmico BOA VISTA ENERGIA)	20.767	21.662	4,3
	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	60.737	36.231	(9,8)
	INTERIOR (Geração Térmica PIE em S. J. da Baliza)	-	18.540	-
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	8.212	10.000	21,8
	TOTAL CER	89.716	86.433	(3,7)
CERON	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	1.387.976	1.519.321	9,5
	INTERIOR (Geração Hidráulica Própria)	10.500	10.397	(1,0)
	INTERIOR (Geração Térmica Própria e de PIEs)	216.478	218.747	1,0
	INTERIOR (Suprimento Hidráulico de PIEs)	175.047	186.067	6,3
	TOTAL CERON	1.790.001	1.934.500	8,1
ELETROACRE	CAPITAL (Suprimento HT ELETRONORTE)	434.476	464.044	6,8
	INTERIOR (Suprimento Térmico GUASCOR)	122.425	126.558	3,4
	TOTAL ELETROACRE	556.901	590.602	6,1
ELETRONORTE	PORTO VELHO (Consumo Próprio + Perdas)	86.767	51.453	(40,7)
	RIO BRANCO (Consumo Próprio + Perdas)	14.859	-	-
	MACAPÁ (Consumo Próprio + Perdas)	49.122	48.983	(0,3)
	RORAIMA (Consumo Próprio + Perdas)	-	2.676	-
	TOTAL ELETRONORTE	150.748	103.112	(31,6)
MANAUS ENERGIA	TOTAL MANAUS ENERGIA	4.064.336	4.430.115	8,9
CELPE	Fernando de Noronha (Ger. Térmica Própria)	6.325	6.656	5,2
CEMAR	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	1.395	1.145	(17,9)
COELBA	Ilha de Camamú (Geração Térmica Própria)	814	831	2,1
ENERSUL	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	10.959	11.511	5,0
JARI CELULOSE	INTERIOR (Geração Térmica Própria)	22.889	21.521	(6,0)
GTON		8.891.730	9.431.031	6,1
CELPE, CEMAR, COELBA, ENERSUL e JARI CELULOSE		42.382	41.664	(1,7)
BRASIL ISOLADO		8.934.112	9.472.663	6,0

Fonte:

Comitê de Estudos de Mercado (CTEM) integrante do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) – ciclo 2003.

Quadro 3.2-1

Número de Sistemas por Concessionária

Concessionária	Início 2003	Final 2003	
BOVESA	1	1	
CEA	4	4	
CEAM	88	86	(3)
CELPA	37	38	(1)
CEMAT	32	26 ⁽ⁱ⁾	(4)
CER	68	68	
CERON	39 ⁽ⁱⁱ⁾	30	(2;3)
ELETROACRE	13	13	
ELETRONORTE	2	2	
MANAUS ENERGIA	1	1	
CELPE	1	1	
CEMAR	1	1	
COELBA	1	1	
ENERSUL	1	1	
JARI CELULOSE	3	3	
TOTAL	292	276	

Notas:

(1) Novas localidades.

(2) Interligação com Sistema Isolado da própria concessionária.

(3) Interligação com Sistema Isolado da Capital.

(4) Interligação com o Sistema Interligado Brasileiro.

(i) Considerando apenas as desativações de interligações ao Sistema Interligado Brasileiro.

(ii) Não inclui os sistemas Pombal e Sto. Antonio. Essas inclusões estão dependendo de Resolução da ANEEL.

Quadro 3.2-2

Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal (kW)	
		2002	2003	2002	2003 ⁽¹⁾
ACRE		114	105	180.604	171.421
	ELETRONORTE	60	55	151.500	144.007
	ELETROACRE	54	50	29.104	27.414
AMAPÁ		24	20	213.320	212.024
	ELETRONORTE	10	10	201.900	201.900
	CEA	14	10	11.420	10.124
AMAZONAS		402	399	1.189.840	1.263.741
	MANAUS ENERGIA	33	33	989.000	1.063.000
	CEAM	369	366	200.840	200.741
PARÁ		151	150	82.080	82.900
	CELPA	138	137	66.128	66.948
	JARI CELULOSE	13	13	15.952	15.952
RONDÔNIA		157	155	607.997	913.769
	ELETRONORTE	15	17	531.200	841.300
	CERON	142	138	76.797	72.469
RORAIMA		102	100	85.101	164.035
	BOA VISTA ENERGIA	4	5	64.500	147.810
	CER	98	99	20.601	21.025
BAHIA	COELBA	5	5	1.577	1.578
MARANHÃO	CEMAR	1	1	184	872
MATO GROSSO	CEMAT	169	192	92.181	97.189
MATO G. DO SUL	ENERSUL	3	3	4.500	4.500
PERNAMBUCO	CELPE	6	6	2.314	2.314
TOTAL		1.134	1.140	2.459.698	2.919.141

Notas:

(1) Potência Nominal em janeiro de 2003.

3.3 Consumo Específico

Para fins da previsão das quantidades de combustíveis, foram considerados os consumos específicos verificados ao final do ano de 2002, limitado ao valor de 0,300 l/kWh para grupos moto-geradores, e ao valor limite de 0,380 kg/kWh para unidades geradoras aeroderivadas e "heavy duty", tais como turbinas a gás ou a vapor.

3.4 Fornecimento de Energia

Considerou-se 24 horas diárias de fornecimento ininterrupto de energia para todas as localidades, segundo o estipulado pela Resolução N°315/1998 da ANEEL.

3.5 Programas de Expansão e Interligação

Foram consideradas as alterações de configuração de sistemas informados pelas concessionárias à ANEEL, conforme apresentado no Quadro 3.5-1.

Quadro 3.5-1

Previsão de Expansões/Interligações para 2003

Estado	Empresa	Localidade	Descrição	Data	Potência Nominal (kW)
Amazonas	MESA	Manaus	Expansão	Março	20.000
	CEAM	Irlanduba	Interligação à capital	Junho	9.800
		Manacapuru		Dezembro	15.520
Mato Grosso	CEMAT	Sapezal	Interligação ao Sistema Interligado Nacional	Outubro	9.836
		Canabrava do Norte, Porto Alegre do Norte, Confresa, Vila Rica e S.J. do Xingu	Interligações entre as localidades	Novembro	-
Rondônia	ENORTE	Porto Velho	Expansão	Junho	197.400
	CERON	Vale Anari, C. Novo Rondônia, Arara, São Sebastião, Alvorada do Oeste, São Miguel, Seringueiras e Buritis	Interligações ao Sistema Rondônia-Acre	30 nov.	544
					692
					183
					120
					5.184
					1.980
					1.111
					4.324
		Chupinguaia	Interligação à Vilhena	Dezembro	-

3.6 Metodologia Utilizada

A metodologia utilizada para a elaboração deste documento consta do relatório "Metodologias e Critérios para Elaboração dos Planos e Programas de Operação dos Sistemas Isolados", do GTON/CTP aprovado em dezembro de 1993.

3.7 Tendências Macroclimáticas

Foram consideradas condições hidrológicas adversas em função da ocorrência do episódio "El Niño", de acordo com informações do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - CPTEC/INPE.

Dessa forma, as previsões de afluições aos reservatórios das UHEs Balbina, Samuel e Coaracy Nunes consideradas foram:

- UHE Balbina: 75% MLT

- UHE Samuel: 80% MLT
- UHE Coaracy Nunes: 85% MLT

3.8 Importação de Energia

Desde julho de 2001, após a interligação do Sistema de Boa Vista à UHE Guri na Venezuela, esse sistema passou a ser suprido pela empresa venezuelana EDELCA. No caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano, está prevista uma reserva estratégica de combustível para operação emergencial do Sistema Boa Vista.

3.9 Reserva Operacional

Com a interligação do Sistema Acre ao Sistema de Rondônia em 2003, o suprimento a Rio Branco será realizado a partir da energia gerada em Porto Velho.

Neste Plano está contemplada a quantidade de óleo necessária para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva em Rio Branco. No caso de contingência no Sistema de transmissão que garanta o suprimento a Rio Branco, o óleo para geração térmica local será obtido através de transferência de parte da quota de óleo prevista para o Sistema Porto Velho.

4 Principais Resultados

Considerando as Premissas Básicas foram obtidos os resultados apresentados nos itens 4.1 a 4.5, cabendo mencionar os seguintes destaques relativos às previsões do Plano de Operação para 2003:

- A redução do número de Sistemas isolados de 292 em janeiro de 2003 para 276 em dezembro de 2003, caso se concretizem as interligações previstas para este exercício;
- A taxa de crescimento de 9% da geração térmica em relação à prevista na revisão do Plano de Operação de 2002, decorrente do aumento da carga própria e da redução da participação de geração hidráulica em 5%, em função da ocorrência do episódio "El Niño" em 2003;
- Os percentuais de participação das gerações de origem térmica a óleo e hidráulica no atendimento à carga própria de energia, são de, aproximadamente, 73% e 22%, respectivamente. Os restantes 5% correspondem à importação de energia da Venezuela (4,6%) e à participação da geração com biomassa (0,4%);

- A taxa de crescimento de 26% no consumo previsto de óleo PTE em relação a 2002 deve-se, principalmente, a uma maior geração no PIE Termonorte II em 2003, uma vez que começou a operar a partir de agosto de 2002, e à entrada em operação da fase 3 prevista para julho de 2003;
- Os estudos realizados não apontam déficit de energia e demanda para 2003 nos Sistemas das capitais. Porém, no caso do Sistema Manaus, verifica-se que poderá operar praticamente sem folga, no caso de perda de sua maior máquina, em função das atuais restrições operativas na capacidade de geração, decorrentes da avançada idade dos equipamentos e da existência de restrições na subtransmissão, sujeita à limitação de fluxo de carga em vários circuitos.

Para analisar e propor soluções para esses problemas foi criado Grupo de Trabalho no âmbito do MME.

4.1 Montantes de Energia e Demanda para Aditamento dos Contratos de Suprimento de Energia

Os montantes de energia para fins de aditamento contratual deverão ser acordados entre as empresas supridoras e as receptoras, com base nos valores aprovados pelo extinto GCPS no ciclo 1999 e nos valores previstos pelo GTON para 2003.

O Quadro 4.1-1 apresenta os montantes anuais de suprimento de energia entre a ELETRONORTE e a CEA, CERON e ELETROACRE, entre a MANAUS ENERGIA e a CEAM e entre a BOA VISTA ENERGIA e a CER previstos no ciclo 1999 e os previstos pelo GTON para 2003, que servem como referência para o aditamento dos referidos contratos de suprimento.

Quadro 4.1-1

Montantes Anuais de Energia para Aditamento dos Contratos de Suprimento de Energia (MWh)

Supridora	Recebadora	GCPS (Ciclo 1999)	GTON (2003)
ELETRONORTE	CEA	989.004	680.000
	CERON	1.284.216	1.519.321
	ELETROACRE	530.856	464.044
MANAUS ENERGIA	CEAM	17.520	50.564
BOA VISTA ENERGIA	CER	13.140	21.662

Os Quadros 4.1-2 e 4.1-3 apresentam os montantes mensais de suprimento de energia e demanda, respectivamente, previstos para 2003 entre as empresas citadas anteriormente.

Quadro 4.1-2

Montantes Mensais de Suprimento de Energia para 2003 (MWh)

Supridora	ELETRONORTE			BOA VISTA ENERGIA	MANAUS ENERGIA
Recebedora	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Mês					
Janeiro	54.000	123.848	36.899	1.692	2.139
Fevereiro	48.000	116.877	33.386	1.658	2.152
Março	53.100	132.918	37.289	1.688	2.268
Abril	52.700	127.260	38.041	1.715	2.261
Maio	55.200	124.382	38.290	1.730	2.079
Junho	54.800	120.440	35.739	1.765	2.114
Julho	55.800	129.521	38.244	1.830	5.233
Agosto	60.300	133.051	41.549	1.839	5.187
Setembro	59.700	127.576	40.435	1.887	5.719
Outubro	62.800	129.791	43.354	1.910	5.753
Novembro	61.000	128.696	40.463	1.952	5.368
Dezembro	62.600	124.961	40.355	1.996	10.291
TOTAL	680.000	1.519.321	464.044	21.662	50.564

Quadro 4.1-3

Montantes Mensais de Suprimento de Demanda para 2003 (kWh/h)

Supridora	ELETRONORTE			BOA VISTA ENERGIA	MANAUS ENERGIA
Recebedora	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Mês					
Janeiro	96.000	194.821	68.036	4.286	4.193
Fevereiro	93.700	206.273	68.890	4.131	4.171
Março	94.500	215.379	67.132	4.232	4.164
Abril	94.500	215.517	71.654	4.344	4.022
Maio	95.200	226.141	71.544	4.388	4.465
Junho	96.000	231.522	73.083	4.422	4.052
Julho	96.400	232.350	72.712	4.474	10.896
Agosto	102.500	245.734	75.623	4.544	10.814
Setembro	104.500	249.873	76.150	4.583	12.371
Outubro	106.800	266.521	78.712	4.640	12.226
Novembro	109.000	261.553	76.251	4.681	11.671
Dezembro	107.000	259.391	74.955	4.758	23.808
MÁXIMA	109.000	266.521	78.712	4.758	23.808

4.2 Previsão do Total de Geração Hidráulica e Térmica

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética apontaram uma disponibilidade de geração hidráulica de 2.048 GWh (234 MW médios), 5% inferior à prevista em 2002.

A previsão de geração térmica a óleo foi de 6.991 GWh (798 MW médios). Esse montante, acrescido da geração térmica com biomassa (4 MW médios) e da energia importada da Venezuela (50 MW médios), totaliza 9.513 GWh e visa atender tanto à carga própria prevista quanto às reservas operacionais (para manutenção da condição operativa das unidades geradoras de reserva) em Rio Branco e Boa Vista, bem como à reserva estratégica para Boa Vista, em caso de perda da interligação com a Venezuela.

O aumento de 10%, em relação a 2002, do montante de energia importada da Venezuela deve-se ao crescimento da carga própria de energia, previsto para Boa Vista, da mesma ordem.

Para 2003 está previsto um aumento de geração térmica a óleo de 9% em função do aumento de carga própria (6%) e da redução de geração hidráulica (5%), em relação a 2002. Esses valores estão apresentados no Quadro 4.2-1.

Quadro 4.2-1

Totais de Geração Prevista

Previsão de Geração (MWh)			
Tipo	Revisão 2002	Plano 2003	Variação (%)
Disponibilidade de UHEs	1.842.135	1.768.824 ⁽³⁾	- 4
Disponibilidade de PCHs	307.442	279.605 ⁽⁴⁾	- 9
TOTAL DE GH	2.149.577	2.048.429	- 5
Necessidade de GT a Óleo Diesel	2.021.452	2.225.822	10
Necessidade de GT a Óleo PTE	2.738.091	3.227.928	18
Total de GT a Óleo Leve	4.759.543	5.453.750	15
Necessidade de GT a Óleo Combustível	456.515	445.305	- 2
Necessidade de GT a Óleo PGE	1.169.022	1.052.120	- 10
Total de GT a Óleo Pesado	1.625.537	1.497.425	- 8
GT com Biomassa	-	34.085	-
Importação de energia da Venezuela	399.455	439.006	10
TOTAL DE GT a Óleo	6.385.080	6.951.175	9
TOTAL DE GT a Óleo + Reserva	6.456.019	6.991.407 ^{(1) (2)}	8
TOTAL	8.934.112	9.472.695	6
TOTAL + Reserva	9.005.051	9.512.927 ^{(1) (2)}	6

Notas:

(1) Inclui 2.522 MWh para Rio Branco para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva.

(2) Inclui, para Boa Vista, 36.360 MWh de Reserva Estratégica no caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano e 1.350 MWh por necessidade de Sistema para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva.

(3) UHE Balbina = 724.800MWh

UHE Samuel = 626.472MWh

UHE Coaracy Nunes = 417.552 MWh

(4) Disponibilidade das PCHs por empresa (MWh), conforme quadro 4.2-2, a seguir:

Quadro 4.2-2

Disponibilidade das PCHs por Empresa (MWh)

Concessionária	PCH	2003
CER	Alto Jatapu	10.000
	Rio Vermelho	10.397
	Castaman I, II e III	20.000
	Cassol	22.000
	Cabixi I e II	31.568
	Ruttman	1.100
	Alta Floresta	25.000
	Cachoeira	52.799
	Altoé I e II	9.600
	Monte Belo	24.000
	Marcol	-
	Apertadinho	-
	Machadinho	-
	Rio Branco	-
	São João	--
TOTAL		196.464
CEMAT	Juína	27.296
	Aripuanã	6.550
	Sapezal	9.541
	Sta. Lúcia	
	Tucunaré	
	Massuti	5.541
	Galera	2.403
	Faxinal	10.066
	Margarita	2.198
	Prata	9.546
TOTAL		73.141
TOTAL GERAL		279.605

4.3 Previsão de Consumo Total de Óleo

Os consumos previstos de óleo leve e pesado, totalizaram 1.843,5 milhões de litros e 387,5 mil toneladas, respectivamente. O Quadro 4.3-1 compara os consumos prognosticados para 2002 e 2003 com as respectivas variações anuais.

O Quadro 4.3-2 resume a previsão de geração térmica e consumo de óleo por concessionária.

Quadro 4.3-1

Previsão de Consumo Total de Óleo

Previsão de Consumo de Óleo			
Tipo	Revisão 2002	Plano 2003	Variação (%)
Consumo de Óleo Diesel (mil litros) ⁽¹⁾	600.400	637.699	6,2
Consumo de Óleo PTE (mil litros) ⁽²⁾	957.288	1.205.775	26,0
TOTAL DE ÓLEO LEVE	1.557.688	1.843.474	18,3
Consumo de Óleo Combustível (toneladas)	151.103	156.092	3,3
Consumo de Óleo PGE (toneladas)	257.185	231.466	(10,0)
TOTAL DE ÓLEO PESADO	408.288	387.558	(5,1)

Notas:

(1) Inclui 777 mil litros para Rio Branco por necessidade operativa das unidades geradoras de reserva.

(2) Inclui 14.330 mil litros de óleo leve tipo PTE para Boa Vista dos quais 13.817 mil litros correspondem à reserva estratégica a ser utilizada no caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano e 513 mil para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva.

Quadro 4.3-2

Síntese da Previsão de Geração Térmica e Consumo de Óleo por Concessionária

Concessionária	Tipo de Óleo	Geração (MWh)	Quantidade ⁽³⁾
BOVESA	PTE (reserva) ⁽¹⁾	37.710	14.330
CEA	DIESEL	48.000	14.400
CEAM	DIESEL	596.860	179.058
CELPA	DIESEL	228.245	68.474
CEMAT	DIESEL	158.033	47.410
CER	DIESEL	54.771	16.431
CERON	DIESEL	218.747	65.624
ELETROACRE	DIESEL	129.199	38.760
ELETRONORTE	RO - AC	446.704	107.209
	RO - AC	PTE	961.641
	AMAPÁ	DIESEL	311.432
	ACRE	DIESEL (reserva) ⁽²⁾	2.522
MANAUS ENERGIA	PTE	2.266.287	826.022
	PGE	1.052.120	231.466
	COMBUSTÍVEL	437.472	153.115
CELPE	DIESEL	6.656	1.997
CEMAR	DIESEL	1.145	344
COELBA	DIESEL	831	249
ENERSUL	DIESEL	11.511	3.453
JARI CELULOSE	DIESEL	13.688	4.106
	COMBUSTÍVEL	7.833	2.977

Notas:

(1) 36.360 MWh correspondem a 13.817 mil litros a título de Reserva Estratégica e 1.350 MWh

correspondem a 513 mil litros para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva;

(2) 2.522 MWh correspondem a 777 mil litros de óleo diesel para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva. No caso de falha no Sistema de transmissão que garante o suprimento a Rio Branco, o óleo para geração térmica local será obtido através de transferência de parte da quota de óleo prevista para o Sistema Porto Velho.

(3) Diesel e PTE em 1000 l; PGE e combustível em toneladas.

4.4 Síntese do Atendimento aos Mercados de Energia por Estado

4.4.1 Estado do Acre

■ Capital

A carga própria de energia do Sistema Rio Branco prevista para 2003 é de 53,0 MW médios, que será suprida pela energia gerada em Porto Velho a partir da interligação deste Sistema ao Sistema Rondônia. No entanto, conforme já assinalado, para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva, foi previsto neste Plano um volume de 777 mil litros de óleo diesel.

■ Interior

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE previstas para 2003 é 14,7 MW médios. Para atender a esse mercado foram estimados 38.760 mil litros de óleo diesel.

4.4.2 Estado do Amapá

■ Capital

Para o atendimento da carga própria de energia de 83,2 MW médios do Sistema Macapá, prevista para 2003, a ELETRONORTE contará com a participação da geração hidráulica na UHE Coaracy Nunes (48 MW médios) e da geração térmica na UTE Santana. Dessa forma, para atender a essa necessidade de geração térmica; foi previsto um consumo de 89.407mil litros de óleo diesel.

■ Interior

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2003 é de 5,5 MW médios, correspondendo a um consumo de 14.400 mil litros de óleo diesel.

4.4.3 Estado do Amazonas

■ Capital

A carga própria de energia prevista para o Sistema Manaus em 2003 é de 511,5 MW médios. O atendimento a esse mercado é feito por meio de um Sistema Isolado hidrotérmico (UHE Balbina e as UTEs Mauá, Aparecida e Electron) pertencente à MANAUS ENERGIA, complementado pelos PIEs térmicos EL PASO e WÄRTISILÄ.

Está prevista uma redução de 13% da geração hidráulica relativamente a 2002, em função da previsão de aflúências menos favoráveis para 2003 (fenômeno "El Niño"). Para a geração térmica em 2003, previu-se um consumo de 153.115 toneladas de óleo combustível tipo OC1A, 231.466 toneladas de óleo combustível tipo PGE e 826.022 mil litros de óleo diesel tipo PTE.

■ Interior

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEAM prevista para 2003 é 72,0 MW médios, correspondendo a um consumo de 179.058 mil litros de óleo diesel.

Cabe ressaltar que até o final de 2003 estão previstas as interligações das localidades de Iranduba e Manacapuru ao sistema da Capital, reduzindo para 86 o número de Sistemas Isolados ao final de 2003.

4.4.4 Estado do Pará

Para atender aos Sistemas Isolados localizados no interior do Pará em 2003, a CELPA conta com 37 Sistemas Isolados e a Jari Celulose com três, estando prevista a entrada em operação de mais um sistema na localidade de Cotijuba, que será operado pela CELPA, totalizando 38 sistemas isolados em dezembro de 2003.

O mercado de carga própria do Interior previsto para 2003 é de 28,6 MW médios, correspondendo a um consumo de 72.580 mil litros de óleo diesel e de 2.977 toneladas de óleo combustível tipo BPF.

4.4.5 Estado de Rondônia

■ Capital

O mercado de carga própria previsto para o Sistema Rondônia-Acre é de 232,3 MW médios. Para o atendimento a esse mercado, a geração térmica prevista consumirá 107.209 mil litros de óleo diesel e 365.424 mil litros de óleo PTE.

■ Interior

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2003 é de 47,4 MW médios, correspondendo a um consumo de 65.624 mil litros de óleo diesel.

Ressalta-se que, até ao final de 2003, estão previstas as interligações das localidades Vale Anari, Campo Novo Rondônia, Arara, São Sebastião, Alvorada do Oeste, São Miguel, Seringueiras e Buritis ao Sistema Rondônia-Acre, reduzindo para 30 o número de sistemas isolados operando em dezembro de 2003.

4.4.6 Estado de Roraima

■ Capital

A carga própria de energia prevista para o Sistema Boa Vista para 2003 é de 49,8 MW médios, sendo atendida pela interligação com o sistema elétrico venezuelano desde julho de 2001. Foi considerada a possibilidade de ocorrência de falha na interligação com a Venezuela, sendo prevista uma reserva estratégica de trinta dias de geração térmica, correspondendo a uma necessidade total de 13.817 mil litros de óleo leve tipo PTE.

Adicionalmente, foram previstos 513 mil litros de óleo PTE, correspondendo à necessidade do sistema para garantia da reserva operacional, tendo sido considerada uma partida por semana das unidades geradoras durante um período de meia hora.

■ Interior

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CER prevista para 2003 é de 7,4 MW médios, correspondendo a um consumo de 16.431 mil litros de óleo diesel.

4.4.7 Estado da Bahia

No Estado da Bahia existe apenas um Sistema Isolado térmico à base de óleo diesel e que atende à Ilha de Camamú.

Para atender à carga própria estimada de 0,1 MW médios, foi previsto um consumo de 249 mil litros de óleo diesel.

4.4.8 Estado do Maranhão

Em 2003, o suprimento de energia elétrica à localidade de Batavo, único Sistema Isolado do Estado do Maranhão, requisitará 344 mil litros de óleo diesel para atendimento da carga própria de 0,1 MW médios.

4.4.9 Estado do Mato Grosso

De início, em 2003, o interior do Estado de Mato Grosso continuará sendo atendido por 32 Sistemas Isolados, sendo cinco hidrotérmicos e 27 térmicos a óleo diesel, que consumirão 47.410 mil litros de óleo diesel para atender a uma carga própria de 26,4 MW médios. Até o final de 2003, a localidade de Sapezal deverá estar suprida pelo Sistema Interligado Brasileiro. Também estão previstas as interligações entre os Sistemas de Cana Brava do Norte, Porto Alegre do Norte, Confresa, Vila Rica e São José do Xingu. Desta forma, ao final de 2003 o estado contará com 26 Sistemas Isolados.

4.4.10 Estado do Mato Grosso do Sul

No Estado de Mato Grosso do Sul, apenas a localidade de Porto Murtinho é atendida por um Sistema Isolado, cuja carga própria de energia prevista é de 1,3 MW médios, que consumirá 3.453 mil litros de óleo diesel em 2003.

4.4.11 Estado de Pernambuco

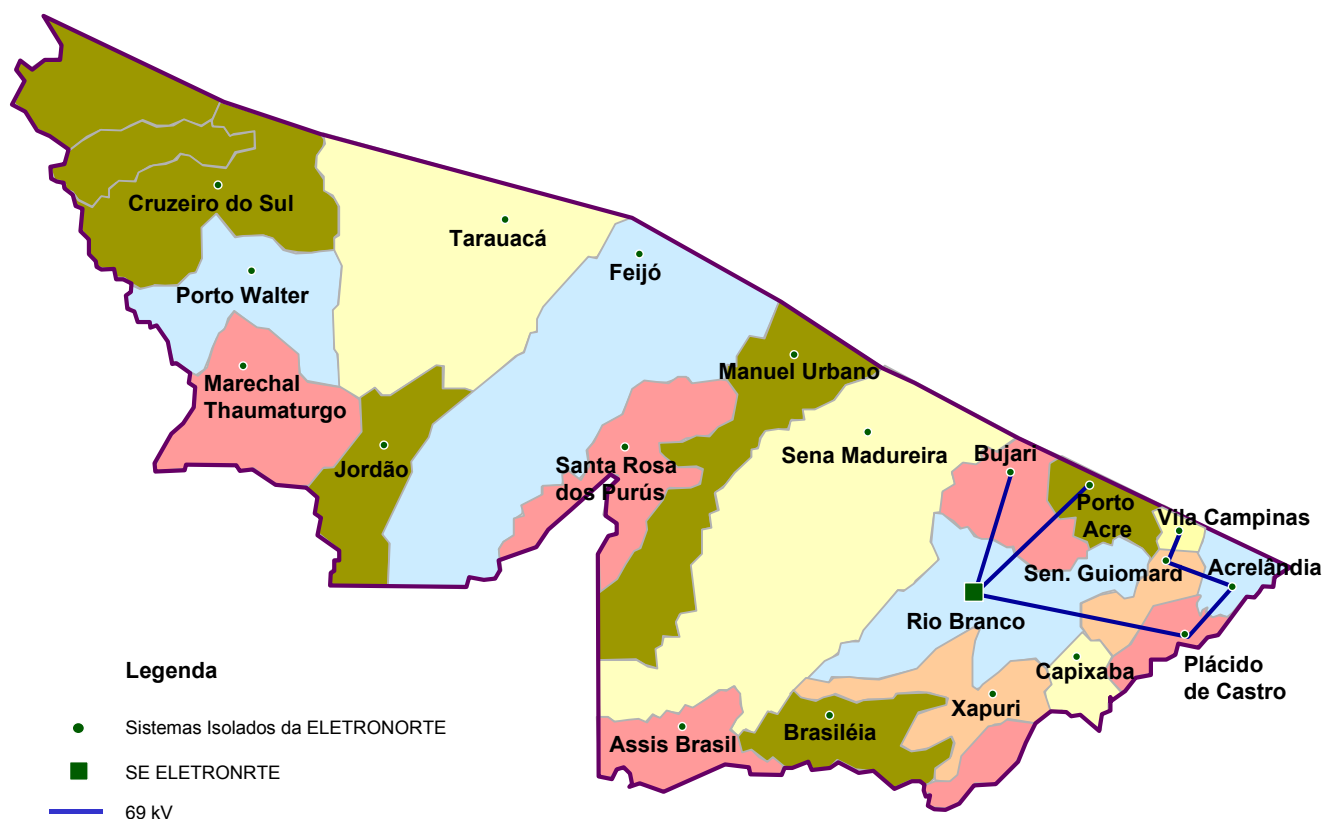
Para o atendimento à Ilha de Fernando de Noronha, onde está em operação o único Sistema Isolado do Estado de Pernambuco, serão consumidos, em 2003, 1.997 mil litros de óleo diesel, referentes a uma carga própria de energia de 0,8 MW médios.

5 Atendimento aos Mercados de Energia da Região Norte

5.1 Estado do Acre

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Rio Branco, bem como pelo suprimento às cidades de Senador Guimard, Plácido de Castro, Bujari, Porto Acre, Acrelândia e Vila Campinas. A ELETROACRE é a responsável pela distribuição de energia elétrica no Estado do Acre, tanto na capital quanto no interior, tendo contrato de compra e venda de energia com a ELETRONORTE e com o Produtor Independente de Energia - PIE térmico GUASCOR. A Figura 5.1-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Acre.

Figura 5.1-1
Sistemas Isolados do Estado do Acre



5.1.1 Capital – Sistema Rio Branco

Mercado de Carga Própria

A carga própria prevista do Sistema Rio Branco para 2003 é da ordem de 53,0 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 78,7 MWh/h. No Quadro 5.1-1, mostrado a seguir, são apresentados os valores mensais deste mercado.

Quadro 5.1-1
Carga Própria do Sistema Rio Branco

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kWh/h)
Janeiro	36.899	68.036
Fevereiro	33.386	68.890
Março	37.289	67.132
Abril	38.041	71.654
Maio	38.290	71.544
Junho	35.739	73.083
Julho	38.244	72.712
Agosto	41.549	75.623
Setembro	40.435	76.150
Outubro	43.354	78.712
Novembro	40.463	76.251
Dezembro	40.355	74.955
2003	464.044	78.712

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Rio Branco é de natureza puramente térmica, possuindo 55 unidades geradoras totalizando uma potência nominal instalada de 144,0 MW.

Está prevista para 2003 a interligação desse Sistema ao Sistema de Rondônia, com previsão de suprimento a todo o Sistema Rio Branco a partir de energia gerada em Porto Velho.

A configuração do parque gerador de Rio Branco é apresentada no Quadro 5.1-2, a seguir.

Quadro 5.1-2

Configuração do Parque Gerador em Rio Branco

Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Térmica	RIO BRANCO I	Diesel	1 x 1,75 + 2 x 2,5 + 3 x 3,47 + 1 x 1,5	7	18,7	16,2
	RIO BRANCO II	Diesel	1 x 1,5 + 5 x 1,75 + 9 x 2,5	15	32,7	27,2
	RIO ACRE	Diesel	2 x 21,5	2	43,0	34,8
	B. VERMELHO ⁽¹⁾	Diesel	31 x 1,6	31	49,6	49,6
TOTAL				55	144,0	127,8

Nota:

(1) Na UTE Barro Vermelho está prevista a desativação de 16 unidades geradoras de 1,6 MW cada a partir de julho/2003, devido término do contrato. As demais 15 unidades serão desativadas a partir de março/2004

Balanços de Energia e Demanda

Os Quadros 5.1-3 e 5.1-4 apresentam, respectivamente, os balanços de energia e de demanda da ELETROACRE para o Sistema Rio Branco.

Quadro 5.1-3

Balanco de Energia da ELETROACRE em Rio Branco

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	36.899	0	36.899	0	36.899	36.899	0
Fevereiro	33.386	0	33.386	0	33.386	33.386	0
Março	37.289	0	37.289	0	37.289	37.289	0
Abril	38.041	0	38.041	0	38.041	38.041	0
Mai	38.290	0	38.290	0	38.290	38.290	0
Junho	35.739	0	35.739	0	35.739	35.739	0
Julho	38.244	0	38.244	0	38.244	38.244	0
Agosto	41.549	0	41.549	0	41.549	41.549	0
Setembro	40.435	0	40.435	0	40.435	40.435	0
Outubro	43.354	0	43.354	0	43.354	43.354	0
Novembro	40.463	0	40.463	0	40.463	40.463	0
Dezembro	40.355	0	40.355	0	40.355	40.355	0
TOTAL	464.044	-	464.044	-	464.044	464.044	-

Quadro 5.1-4

Balanco de Demanda da ELETROACRE em Rio Branco

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Total	Disponibilidade	Recebimento	Total	
Janeiro	68.036	0	68.036	0	68.036	68.036	0
Fevereiro	68.890	0	68.890	0	68.890	68.890	0
Março	67.132	0	67.132	0	67.132	67.132	0
Abril	71.654	0	71.654	0	71.654	71.654	0
Maio	71.544	0	71.544	0	71.544	71.544	0
Junho	73.083	0	73.083	0	73.083	73.083	0
Julho	72.712	0	72.712	0	72.712	72.712	0
Agosto	75.623	0	75.623	0	75.623	75.623	0
Setembro	76.150	0	76.150	0	76.150	76.150	0
Outubro	78.712	0	78.712	0	78.712	78.712	0
Novembro	76.251	0	76.251	0	76.251	76.251	0
Dezembro	74.955	0	74.955	0	74.955	74.955	0
MÁXIMA	78.712	-	78.712	-	78.712	78.712	-

Geração Térmica e Consumo de Óleo

Este Plano previu um volume de 777 mil litros de óleo diesel para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva. No caso de falha no Sistema de transmissão Rondônia/Acre, o óleo para geração térmica local será obtido através de transferência de parte da quota de óleo prevista para o Sistema Porto Velho.

O Quadro 5.1-5 apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas de Rio Branco.

Quadro 5.1-5

Geração e Consumo de Óleo em Rio Branco

Previsão de Geração	Térmica	0,3 MW médios		
		Empresa	UTE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	RIO ACRE	0,3 MW médios ⁽¹⁾
Previsão de Consumo de Óleo	Diesel	777 mil litros		
		Empresa	UTE	Previsão de Consumo
		ELETRONORTE	RIO ACRE	777 mil litros

Nota:

(1) 0,3 MW médios para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva, correspondendo a 777 mil litros de óleo diesel.

5.1.2 Interior

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Acre é realizado através de parque puramente térmico à base de óleo diesel, que é transportado basicamente por via fluvial, sendo que para algumas localidades é necessária a entrega do combustível durante o período úmido, que ocorre no primeiro trimestre de cada ano. O abastecimento da quantidade correspondente ao consumo anual destas localidades, em razão da impossibilidade de navegação nos rios da região no restante do ano, demanda uma atenção especial por parte da ELETROACRE.

Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE prevista para 2003 é 14,7 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 25,3 MWh/h. No Quadro 5.1-6 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados, cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.1-6

Carga Própria dos Sistemas da ELETROACRE

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
BRASILÉIA	17.256	2,0	3,5
CRUZEIRO DO SUL	61.038	7,0	10,7
FEIJÓ	8.401	1,0	1,5
PORTO WALTER	1.120	0,1	0,2
SENA MADUREIRA	14.581	1,7	2,6
TARAUACÁ	10.965	1,3	2,1
XAPURI	7.220	0,8	1,4
TOTAL MONITORADO	120.581	13,9	22,0
TOTAL	129.199	14,7	25,3
% MONITORADO	95%		

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a ELETROACRE conta com 13 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 50 unidades geradoras, totalizando 27,4 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 5.1-7.

Quadro 5.1-7

Configuração do Parque Gerador da ELETROACRE

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ASSIS BRASIL	1 x 46 + 2 x 125	3	296	237
2 MÁRIO P. BHERING (BRASILÉIA)	1 x (432 + 725 + 1000) + 2 x 750	5	3.657	2.926
3 CAPIXABA	1 x 150 + 1 x 168	2	318	254
4 CRUZEIRO DO SUL	1 x (2520+3200) + 4x1260 + 2 x 1000	8	12.760	10.208
5 FEIJÓ	3 x 260 + 2 x 320	5	1.420	1.136
6 JORDÃO	2 x 75	2	150	120
7 MANOEL URBANO	3 x 150	3	450	360
8 PORTO WALTER	2 x 125 + 1 x 260	3	510	408
9 STA. ROSA DO PURUS	2 x 75	2	150	120
10 M. PINTO DE AGUIAR (SENA MADUREIRA)	1 x 725 + 2 x (365 + 1000)	5	3.455	2.764
11 MINISTRO A. D. LEITE (TARAUACÁ)	1 x (360 + 400 + 725 + 1000)	4	2.485	1.988
12 THAUMATURGO	1 x (46 + 37 + 260)	3	343	275
13 I.L.PASSARINHO (XAPURI)	2 x 320 + 3 x 260	5	1.420	1.136
TOTAL		50	27.414	21.932

Geração Térmica e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Acre

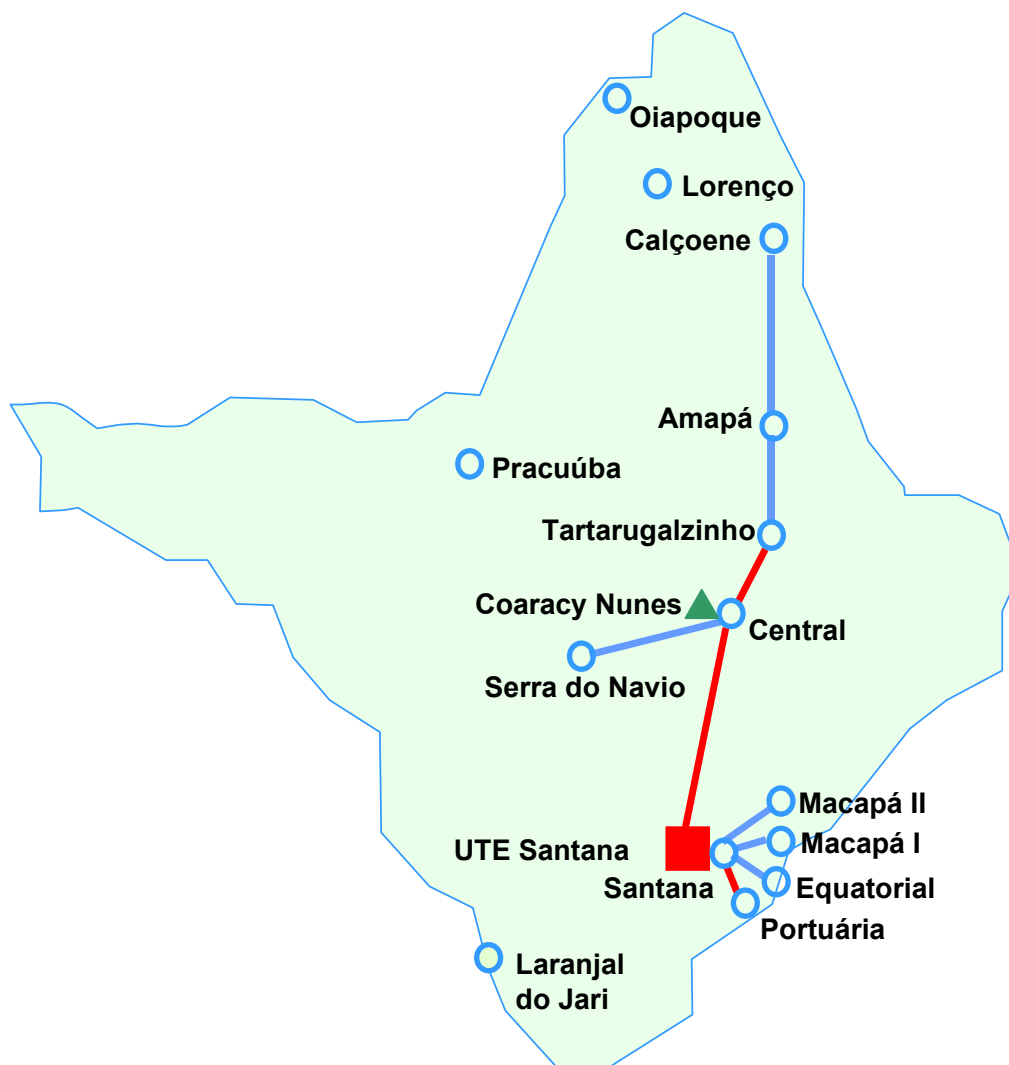
O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Acre é de 14,7 MW médios, correspondendo a um consumo de 38.760 mil litros de óleo diesel.

5.2 Estado do Amapá

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Macapá, que supre energia elétrica, além da Capital, às cidades de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho e Calçoene. A CEA é a responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e pela geração, transmissão e distribuição no interior do Estado. A Figura 5.2-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amapá.

Figura 5.2-1

Sistemas Isolados do Amapá



5.2.1 Capital – Sistema Macapá

Mercado de Carga Própria

A carga própria do Sistema Macapá prevista pelo CCPE/CTEM para 2003 é de 83,2 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 117,5 MWh/h. No Quadro 5.2-1 são apresentados os valores mensais desse mercado.

Quadro 5.2-1
Carga Própria do Sistema Macapá

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kWh/h)
Janeiro	57.892	103.401
Fevereiro	51.476	101.170
Março	56.927	101.922
Abril	56.498	101.915
Maio	59.175	102.650
Junho	58.748	103.526
Julho	59.820	103.953
Agosto	64.641	110.517
Setembro	63.997	112.648
Outubro	67.318	115.121
Novembro	65.390	117.508
Dezembro	67.102	115.335
2003	728.984	117.508

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Macapá conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UTE Santana, com 126,9 MW e pela UHE Coaracy Nunes, com 68 MW, que após a repotenciação das unidades 1 e 2, em junho e dezembro de 2003, respectivamente, deverá alcançar cerca de 75 MW, perfazendo um total de 201,9 MW de potência nominal instalada. A configuração do parque gerador de Macapá é apresentada no Quadro 5.2-2.

Quadro 5.2 – 2
Configuração do Parque Gerador em Macapá

Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Hidráulica	COARACY NUNES (1)	-	2 x 20 + 1 x 28	3	68,0	68,0
			Repotenciações unid. #1 e 2	-	7,0	7,0
Térmica	SANTANA	DIESEL	3 x 21,5 + 4 x 15,6	7	126,9	116,8
TOTAL				10	201,9	191,8

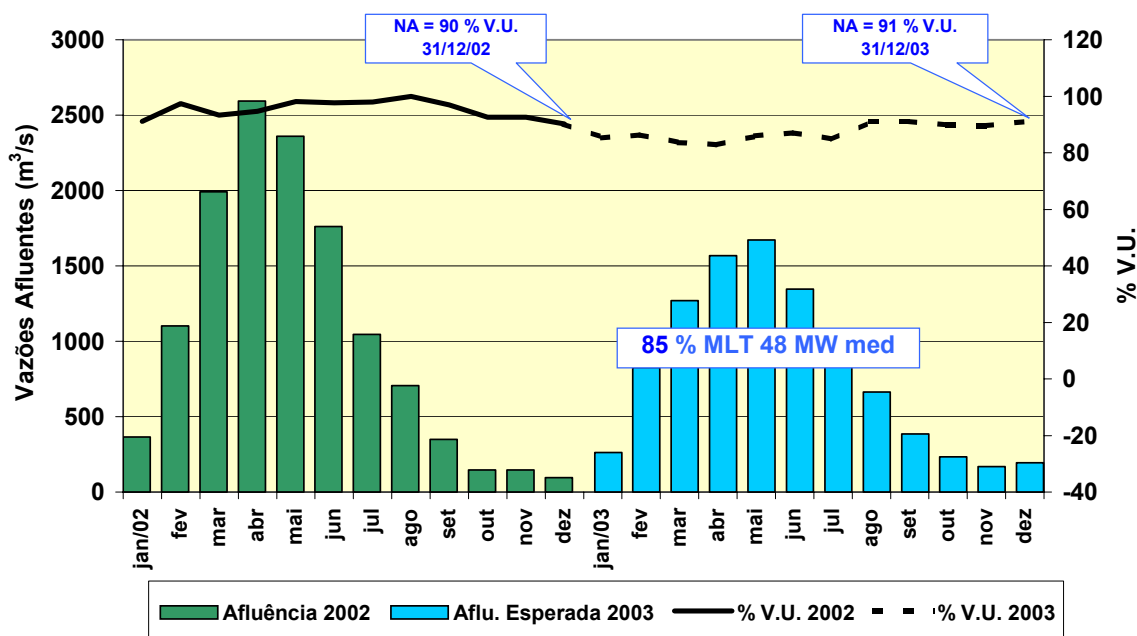
Nota:

(1) Estão previstas repotenciações das unidades geradoras 1 e 2, da UHE Coaracy Nunes para junho e dezembro de 2003, respectivamente.

Operação Hidráulica da UHE Coaracy Nunes

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do Sistema hidrotérmico de Macapá apontaram uma geração de 48 MW médios para a UHE Coaracy Nunes, considerando-se uma afluência prevista conservadora de 85% MLT em decorrência da evolução do episódio "El Niño". A geração prevista é 4% inferior à verificada em 2002. O Gráfico 5.2-1 ilustra a simulação da operação da UHE Coaracy Nunes.

Gráfico 5.2 – 1
UHE Coaracy Nunes - Valores Verificados em 2002 e Simulações para 2003



Balances de Energia e Demanda

Os Quadros 5.2-3 a 5.2-6 apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CEA, respectivamente, para o Sistema Macapá.

Quadro 5.2-3

Balanço de Energia da ELETRONORTE em Macapá

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento a CEA	Carga Própria	Hidro	Térmico	Total	
Janeiro	3.892	54.000	57.892	33.480	24.412	57.892	0
Fevereiro	3.476	48.000	51.476	38.976	12.500	51.476	0
Março	3.827	53.100	56.927	43.152	13.775	56.927	0
Abril	3.798	52.700	56.498	41.760	14.738	56.498	0
Maio	3.975	55.200	59.175	43.152	16.023	59.175	0
Junho	3.948	54.800	58.748	41.760	16.988	58.748	0
Julho	4.020	55.800	59.820	43.152	16.668	59.820	0
Agosto	4.341	60.300	64.641	32.736	31.905	64.641	0
Setembro	4.297	59.700	63.997	25.200	38.797	63.997	0
Outubro	4.518	62.800	67.318	26.040	41.278	67.318	0
Novembro	4.390	61.000	65.390	23.760	41.630	65.390	0
Dezembro	4.502	62.600	67.102	24.384	42.718	67.102	0
TOTAL	48.984	680.000	728.984	417.552	311.432	728.984	0

Quadro 5.2-4

Balço de Demanda da ELETRONORTE em Macapá

	Disponibilidade									Requisito				Saldo	Saldo - 1 Máq
Mês	Potência Efetiva			Perda Por Deplecionament o	Reserva de Regulaçã o	Manutenção			Disponibilidad e Líquida	Mercado Próprio	Supriment o a CEA	Reserva de Potência	Requisit o Total		
	H	T	H + T			H	T	H + T							
Jan	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.401	96.000	5.170	108.571	64.829	36.829
Fev	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.470	93.700	5.059	106.229	67.172	39.172
Mar	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.422	94.500	5.096	107.018	66.382	38.382
Abr	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.415	94.500	5.096	107.011	66.389	38.389
Mai	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.450	95.200	5.133	107.783	65.618	37.618
Jun	68.000	116.800	184.800	1.400	10.000	0	0	0	173.400	7.526	96.000	5.176	108.702	64.698	36.698
Jul	71.500	116.800	188.300	1.400	10.000	0	0	0	176.900	7.553	96.400	5.198	109.151	67.749	39.749
Ago	71.500	116.800	188.300	1.400	10.000	0	0	0	176.900	8.017	102.500	5.526	116.043	60.857	32.857
Set	71.500	116.800	188.300	1.400	10.000	0	0	0	176.900	8.148	104.500	5.632	118.280	58.620	30.620
Out	71.500	116.800	188.300	1.400	10.000	0	0	0	176.900	8.321	106.800	5.756	120.877	56.023	28.023
Nov	71.500	116.800	188.300	1.400	10.000	0	0	0	176.900	8.508	109.000	5.875	123.383	53.517	25.517
Dez	75.000	116.800	191.800	1.400	10.000	0	0	0	180.400	8.335	107.000	5.767	121.102	59.298	31.298

Quadro 5.2-5

Balanco de Energia da CEA em Macapá

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	54.000	0	54.000	0	54.000	54.000	0
Fevereiro	48.000	0	48.000	0	48.000	48.000	0
Março	53.100	0	53.100	0	53.100	53.100	0
Abril	52.700	0	52.700	0	52.700	52.700	0
Maio	55.200	0	55.200	0	55.200	55.200	0
Junho	54.800	0	54.800	0	54.800	54.800	0
Julho	55.800	0	55.800	0	55.800	55.800	0
Agosto	60.300	0	60.300	0	60.300	60.300	0
Setembro	59.700	0	59.700	0	59.700	59.700	0
Outubro	62.800	0	62.800	0	62.800	62.800	0
Novembro	61.000	0	61.000	0	61.000	61.000	0
Dezembro	62.600	0	62.600	0	62.600	62.600	0
TOTAL	680.000	-	680.000	-	680.000	680.000	-

Quadro 5.2-6

Balanco de Demanda da CEA em Macapá

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Total	Disponibilidade	Recebimento	Total	
Janeiro	96.000	0	96.000	0	96.000	96.000	0
Fevereiro	93.700	0	93.700	0	93.700	93.700	0
Março	94.500	0	94.500	0	94.500	94.500	0
Abril	94.500	0	94.500	0	94.500	94.500	0
Maio	95.200	0	95.200	0	95.200	95.200	0
Junho	96.000	0	96.000	0	96.000	96.000	0
Julho	96.400	0	96.400	0	96.400	96.400	0
Agosto	102.500	0	102.500	0	102.500	102.500	0
Setembro	104.500	0	104.500	0	104.500	104.500	0
Outubro	106.800	0	106.800	0	106.800	106.800	0
Novembro	109.000	0	109.000	0	109.000	109.000	0
Dezembro	107.000	0	107.000	0	107.000	107.000	0
MÁXIMA	-	-	109.000	-	-	109.000	-

Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Macapá

O despacho de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Macapá é de 35,6 MW médios, correspondendo a um consumo de 89.407 mil litros de óleo diesel. O Quadro 5.2-7 apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas desse Sistema.

Quadro 5.2-7
Geração e Consumo de Óleo em Macapá

Previsão de Geração	Hidráulica	47,7 MW médios		
		Empresa	UHE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	COARACY NUNES	47,7 MW médios
	Térmica	35,6 MW médios		
		Empresa	UTE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	SANTANA LM	12,0 MW médios
Previsão de Consumo de Óleo	Diesel	ELETRONORTE	SANTANA WÄRTSILÄ	23,6 MW médios
		89.407 mil litros		
		Empresa	UTE	Previsão de Consumo
		ELETRONORTE	SANTANA LM	39.800 mil litros
		ELETRONORTE	SANTANA WÄRTSILÄ	49.607 mil litros

5.2.2 Interior

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Amapá é feito através de parque puramente térmico à base de óleo diesel, basicamente transportado por via rodoviária.

Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2003 é de 5,5 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 8,7 MWh/h. No Quadro 5.2-8 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados, cujos mercados são monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.2-8
Carga Própria dos Sistemas da CEA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
LARANJAL DO JARI	32.500	3,7	5,7
LOURENÇO	1.500	0,2	0,3
OIAPOQUE / CLEVELÂNDIA	13.000	1,5	2,5
PRACUÚBA	1.000	0,1	0,2
TOTAL MONITORADO	48.000	5,5	8,7
TOTAL	48.000	5,5	8,7
% MONITORADO	100%		

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a CEA conta com quatro Sistemas Isolados, perfazendo um total de 10 unidades geradoras, totalizando 10,1 MW de potência nominal, conforme apresentados no Quadro 5.2-9.

Quadro 5.2-9

Configuração do Parque Gerador da CEA

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL(kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1	LARANJAL DO JARI	4 x 1600	4	6.400	5.120
2	LOURENÇO	1 x 324	1	324	259
3	OIAPOQUE	3 x 1000	3	3.000	2.400
4	PRACUÚBA	2 x 200	2	400	320
TOTAL			10	10.124	8.099

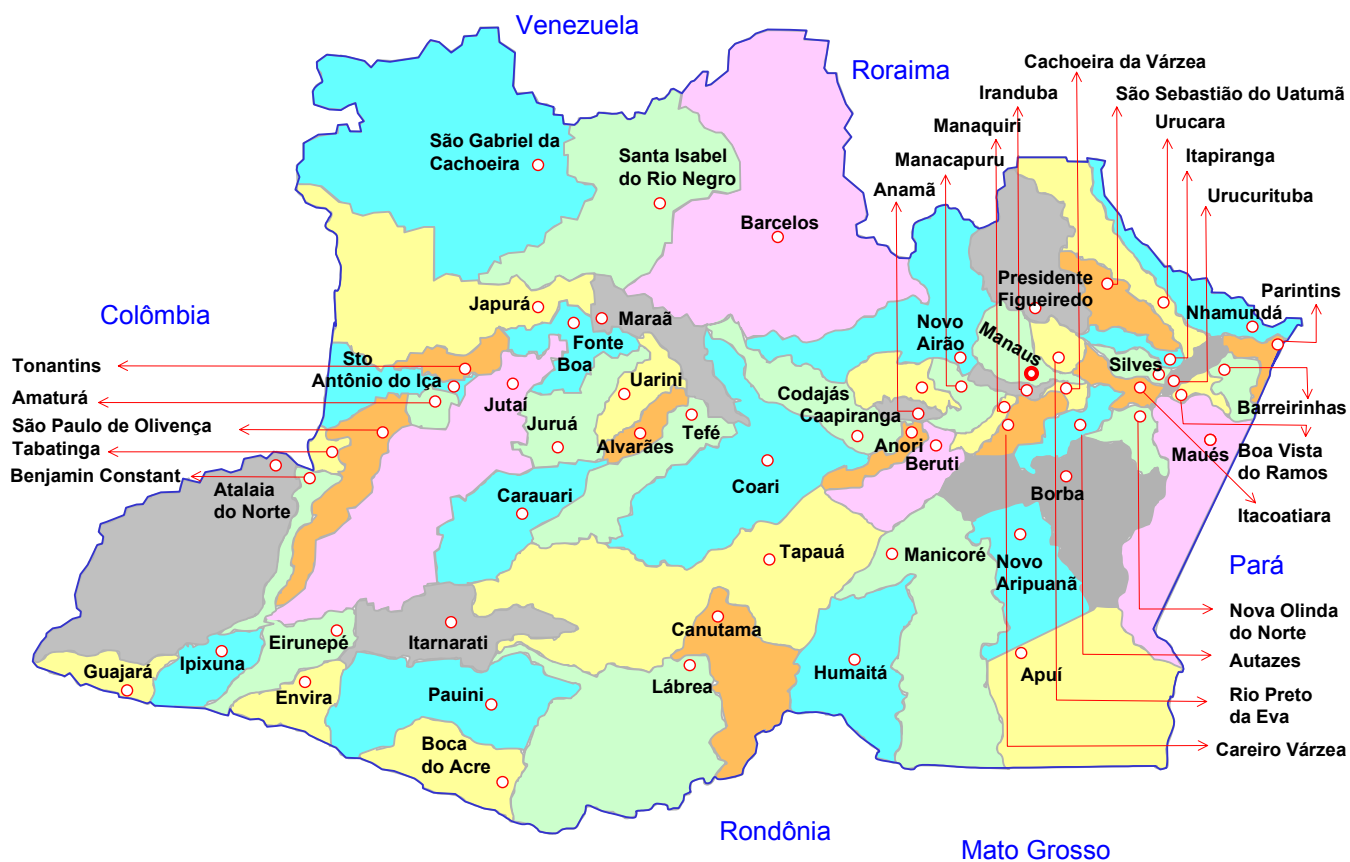
Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amapá é de 5,5 MW médios, correspondendo a um consumo de 14.400 mil litros de óleo diesel.

5.3 Estado do Amazonas

A MANAUS ENERGIA S.A. atende à capital Manaus, respondendo pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de realizar o suprimento a três localidades do interior pertencentes ao Sistema CEAM: Presidente Figueiredo, Rio Preto da Eva e Puraquequara.

O Sistema Manaus conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UHE Balbina e pelas UTE Mauá, Aparecida e Electron, pertencentes à MANAUS ENERGIA, e pelos PIEs térmicos EL PASO e WÄRTSILÄ. O interior do Estado é atendido pela CEAM, concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição energia. A Figura 5.3-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amazonas.



5.3.1 Capital – Sistema Manaus

Mercado de Carga Própria

O Sistema Manaus é o maior dentre os isolados brasileiros, representando cerca de 46% do total do mercado individualizado de energia elétrica do país. A carga própria do Sistema Manaus para 2003, prevista pelo CCPE/CTEM, é de 511,5 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 725 MWh/h. No Quadro 5.3-1 são apresentados os valores mensais desse mercado.

Quadro 5.3-1
Carga Própria do Sistema Manaus

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kWh/h)
Janeiro	350.718	634.763
Fevereiro	316.844	647.734
Março	357.075	668.618
Abril	343.403	664.342
Maio	370.742	661.460
Junho	346.757	658.448
Julho	378.631	668.054
Agosto	409.803	709.326
Setembro	398.517	714.764
Outubro	408.657	725.315
Novembro	402.670	718.809
Dezembro	396.862	693.622
2003	4.480.679	725.315

Configuração do Parque Gerador

Para o atendimento ao seu mercado, o Sistema Manaus conta com um parque gerador hidrotérmico constituído de cinco unidades hidráulicas, quatro térmicas a óleo combustível tipo OC1A, 10 térmicas a óleo pesado tipo PGE e 14 a óleo leve tipo PTE, perfazendo um total de 1.063 MW de potência nominal instalada.

A configuração do parque gerador de Manaus é apresentada no Quadro 5.3-2.

Quadro 5.3-2
Configuração do Parque Gerador em Manaus

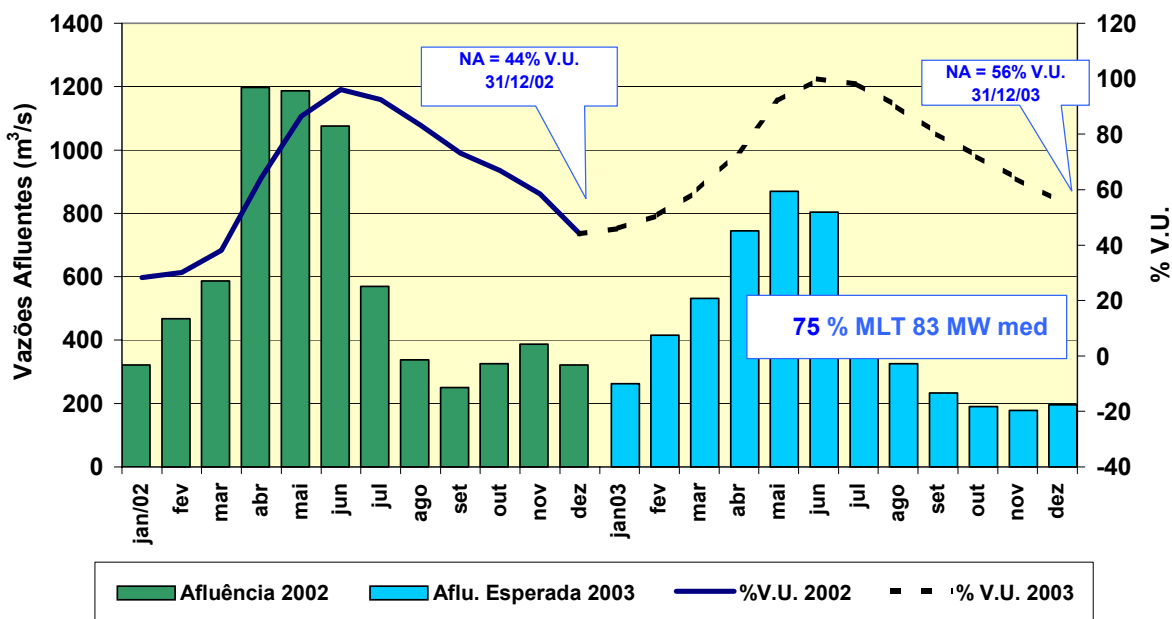
Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	núm. de unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Hidráulica	UHE BALBINA	-	5 x 50	5	250,0	250,0
Térmica	APARECIDA	PTE	2 x 48,8	2	97,6	71,0
	MAUÁ	OC1A	2 x 18,6 + 2 x 50	4	137,2	136,0
	ELECTRON	PTE	6 x 20,2	6	121,2	97,0
	PIE EL PASO A	PTE	2 x 25	2	50,0	44,0
	PIE EL PASO B	PTE	2 x 60	2	120,0	110,0
	PIE EL PASO D	PTE	2 x 60,5	2	121,0	80,0
	PIE RIO NEGRO	PGE	10 x 16,6	10	166,0	158,0
TOTAL				33	1.063,0	946,0

Operação Hidráulica da UHE Balbina

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do Sistema hidrotérmico de Manaus apontaram uma geração de 82,7 MW médios para UHE Balbina, considerando-se uma afluência prevista conservadora de 75% MLT em decorrência da ocorrência do episódio "El Niño", 21% inferior ao valor verificado em 2002. O nível d'água a ser atingido ao final de 2003 corresponderia a 56% V.U. do seu reservatório. O Gráfico 5.3-1 apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Balbina.

Gráfico 5.3 - 1

UHE Balbina – Valores Verificados em 2002 e Simulações para 2003



Manutenção

O Quadro 5.3-3 apresenta o cronograma de manutenção das unidades geradoras da MANAUS ENERGIA e dos PIEs EL PASO e WÄRTISILÄ.

Quadro 5.3-3

Cronograma de Manutenção

Usina	Tipo	Unidade	Início	Fim	Redução de Potência
Aparecida	T	#7	01/01/03	28/02/03	35
	T	#2	01/01/03	31/03/03	18
Mauá	T	#3	01/11/03	31/12/03	40
	T	#4	01/05/03	31/10/03	40
	T	#1	01/06/03	31/08/03	15
Electron	T	#2	01/01/03	31/05/03	15
	T	#3	01/12/03	31/12/03	15
	T	#6	01/09/03	30/11/03	15
Wärtsilä	T	-	01/01/03	31/12/03	15
	T	-	01/01/03	31/12/03	15
Balbina	H	#5	15/01/03	15/04/03	50

Fonte:

ELETRONORTE e MANAUS ENERGIA

Balancos de Energia e Demanda

Os Quadros 5.3-4 a 5.3-7 apresentam os balanços de energia e de demanda da MANAUS ENERGIA e da CEAM, respectivamente, para o Sistema Manaus.

Quadro 5.3-4

Balanco de Energia da MANAUS ENERGIA em Manaus

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento a CEAM	Carga Própria	Hidro	Térmico	TOTAL	
Janeiro	348.579	2.139	350.718	29.760	320.958	350.718	0
Fevereiro	314.692	2.152	316.844	26.880	289.964	316.844	0
Março	354.807	2.268	357.075	29.760	327.315	357.075	0
Abril	341.142	2.261	343.403	28.800	314.603	343.403	0
Maio	368.663	2.079	370.742	29.760	340.982	370.742	0
Junho	344.643	2.114	346.757	72.000	274.757	346.757	0
Julho	373.398	5.233	378.631	96.720	281.911	378.631	0
Agosto	404.616	5.187	409.803	96.720	313.083	409.803	0
Setembro	392.798	5.719	398.517	93.600	304.917	398.517	0
Outubro	402.904	5.753	408.657	74.400	334.257	408.657	0
Novembro	397.302	5.368	402.670	72.000	330.670	402.670	0
Dezembro	386.571	10.291	396.862	74.400	322.462	396.862	0
TOTAL	4.430.115	50.564	4.480.679	724.800	3.755.879	4.480.679	0

Quadro 5.3-5

Balanco de Demanda da MANAUS ENERGIA em Manaus

	Disponibilidade									Requisito				Saldo	Saldo - 1 Máq
Mês	Potência Efetiva			Perda por	Reserva de	Manutenção			Disponibilida de	Mercado Próprio	Supriment o à CEAM	Reserva de Potência	Requisit o Total		
	H	T	H + T			Deplecio- namento	Regulaçã o	H							
Jan	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	98.000	148.000	758.000	630.570	4.193	31.738	666.501	91.499	36.499
Fev	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	98.000	148.000	758.000	643.563	4.171	32.387	680.121	77.879	22.879
Mar	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	63.000	113.000	793.000	664.454	4.164	33.431	702.049	90.951	35.951
Abr	250.000	696.000	946.000	8.000	40.000	50.000	45.000	95.000	803.000	660.320	4.022	33.217	697.559	105.441	50.441
Mai	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	656.995	4.465	33.073	694.533	101.467	46.467
Jun	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	654.396	4.052	32.922	691.370	104.630	49.630
Jul	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	657.158	10.896	33.403	701.457	94.543	39.543
Ago	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	698.512	10.814	35.466	744.792	51.208	-3.792
Set	250.000	696.000	946.000	20.000	40.000	0	85.000	85.000	801.000	702.393	12.371	35.738	750.502	50.498	-4.502
Out	250.000	696.000	946.000	10.000	40.000	0	85.000	85.000	811.000	713.089	12.226	36.266	761.581	49.419	-5.581
Nov	250.000	696.000	946.000	0	40.000	0	85.000	85.000	821.000	707.138	11.671	35.940	754.749	66.251	11.251
Dez	250.000	696.000	946.000	0	40.000	0	85.000	85.000	821.000	669.814	23.808	34.681	728.303	92.697	37.697

Quadro 5.3-6

Balanço de Energia da CEAM em Manaus

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	2.139	0	2.139	0	2.139	2.139	0
Fevereiro	2.152	0	2.152	0	2.152	2.152	0
Março	2.268	0	2.268	0	2.268	2.268	0
Abril	2.261	0	2.261	0	2.261	2.261	0
Maio	2.079	0	2.079	0	2.079	2.079	0
Junho	2.114	0	2.114	0	2.114	2.114	0
Julho	5.233	0	5.233	0	5.233	5.233	0
Agosto	5.187	0	5.187	0	5.187	5.187	0
Setembro	5.719	0	5.719	0	5.719	5.719	0
Outubro	5.753	0	5.753	0	5.753	5.753	0
Novembro	5.368	0	5.368	0	5.368	5.368	0
Dezembro	10.291	0	10.291	0	10.291	10.291	0
TOTAL	50.564	-	50.564	-	50.564	50.564	-

Quadro 5.3-7

Balanço de Demanda da CEAM em Manaus

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Disponibilidade	Recebimento	Total	
Janeiro	4.193	0	4.193	0	4.193	4.193	0
Fevereiro	4.171	0	4.171	0	4.171	4.171	0
Março	4.164	0	4.164	0	4.164	4.164	0
Abril	4.022	0	4.022	0	4.022	4.022	0
Maio	4.465	0	4.465	0	4.465	4.465	0
Junho	4.052	0	4.052	0	4.052	4.052	0
Julho	10.896	0	10.896	0	10.896	10.896	0
Agosto	10.814	0	10.814	0	10.814	10.814	0
Setembro	12.371	0	12.371	0	12.371	12.371	0
Outubro	12.226	0	12.226	0	12.226	12.226	0
Novembro	11.671	0	11.671	0	11.671	11.671	0
Dezembro	23.808	0	23.808	0	23.808	23.808	0
MÁXIMA	-	-	23.808	-	-	23.808	-

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O despacho de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Manaus é de 428,8 MW médios, correspondendo a um consumo de 153.115 toneladas de óleo combustível tipo OC1A, 231.466 toneladas de óleo combustível tipo PGE e 826.022 mil litros de óleo diesel tipo PTE. O Quadro 5.3-8 apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas desse Sistema.

Quadro 5.3-8
Geração e Consumo de Óleo em Manaus

Previsão de Geração	Hidráulica	82,7 MW médios		
		Empresa	UHE	Previsão de Geração
		MANAUS ENERGIA	BALBINA	82,7 MW médios
	Térmica	428,8 MW médios		
		Empresa	UTE	Previsão de Geração
		Manaus Energia	APARECIDA	67,5 MW médios
			MAUÁ	49,9 MW médios
			ELECTRON	17,5 MW médios
		PIE EL PASO	Planta A	27,1 MW médios
			Planta B	80,2 MW médios
			Planta D	66,3 MW médios
		PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ	120,1 MW médios
Previsão de Consumo de Óleo	Combustível	384.581 toneladas		
		EMPRESA	UTE	TIPO
		MANAUS ENERGIA	MAUÁ	OC1A
		PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ	PGE
	Leve	826.022 mil litros		
		Empresa	UTE	TIPO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	PTE
			ELECTRON	PTE
		PIE EL PASO	Planta A	PTE
			Planta B	PTE
			Planta D	PTE

5.3.2 Interior

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Amazonas é feito através de parque puramente térmico a base de óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial, sendo que a localidade mais distante encontra-se a cerca de

40 dias de viagem de barça, o que demanda uma atenção especial por parte da CEAM na logística de abastecimento do óleo diesel para os seus Sistemas.

Em 2003 a ANEEL autorizou a CEAM operar em 88 localidades com geração puramente térmica a óleo diesel, sendo que a localidade de Itacoatiara tem seu atendimento complementado por compra de energia de autoprodutor BK ENERGIA PARTICIPAÇÕES LTDA. Além das 88 localidades, a CEAM atende à Guajará, através da compra de energia da UTE Cruzeiro do Sul, no Estado do Acre, pertencente ao PIE GUASCOR.

Para 2003 estão previstas as interligações de Iranduba e Manacapuru ao Sistema Manaus.

Na localidade de Vila Campinas existe um sistema híbrido diesel-solar fotovoltaico, composto por 50 kW de pico, em módulos fotovoltaicos e dois grupos diesel de 38 kW efetivos cada.

Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEAM prevista para 2003 é de 72,0 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 118,8 MWh/h. No Quadro 5.3-9 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados.

Quadro 5.3-9
Carga Própria dos Sistemas da CEAM

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
ANORI	5.531	0,6	1,0
APUÍ	6.224	0,7	1,5
AUTAZES	7.727	0,9	1,6
BARCELOS	6.073	0,7	1,1
BARREIRINHA	5.179	0,6	1,1
BENJAMIN CONSTANT	11.093	1,3	2,2
BOCA DO ACRE	15.191	1,7	3,1
BORBA	8.837	1,0	1,8
CARAUARI	12.208	1,4	2,5
CASTANHO	8.851	1,0	2,0
COARI	34.233	3,9	6,5
CODAJÁS	10.239	1,2	2,0
EURINEPE	9.216	1,1	2,0
FONTE BOA	7.579	0,9	1,3

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
HUMAITÁ	25.534	2,9	5,1
IRANDUBA (1)	37.711	4,3	7,7
ITACOATIARA (2)	64.587	7,4	14,3
JUTAÍ	5.830	0,7	1,1
LÁBREA	12.808	1,5	2,6
MANACAPURU (3)	57.672	6,6	11,6
MANICORÉ	12.424	1,4	2,5
MAUÉS	21.338	2,4	4,1
NHAMUNDÁ	4.279	0,5	0,9
NOVA OLINDA DO NORTE	8.101	0,9	1,5
NOVO AIRÃO	5.725	0,7	1,0
NOVO ARIPUANÃ	6.908	0,8	1,3
PARINTINS	54.435	6,2	11,5
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	14.124	1,6	2,9
SANTO ANTÔNIO DO IÇA	4.518	0,5	0,9
SÃO PAULO OLIVENÇA	5.204	0,6	1,0
TABATINGA	28.424	3,2	5,6
TAPAUÁ	5.784	0,7	1,3
TEFÉ	36.288	4,1	7,7
URUCARÁ	6.666	0,8	1,4
TOTAL MONITORADO	566.541	64,8	107,2
TOTAL	630.945	72,0	118,8
% MONITORADO	90%		

Notas:

(1) A carga própria prevista para 2003 é igual a 37.711 MWh sendo 18.274 MWh atendidos por GT local de janeiro a junho. A partir de julho está prevista sua interligação ao Sistema Manaus. Caso não se realize esta interligação, permanecerá a geração térmica local com o óleo necessário sendo transferido do Sistema Manaus

(2) Do total previsto de carga própria de 64.672 MWh, 34.085 MWh (3,9 MW médios) serão supridos pelo PIE BK com geração térmica à base de biomassa e os restantes 30.587MWh pelo autoprodutor Hermasa, com geração térmica à base de óleo diesel.

(3) A carga própria prevista para 2003 é igual a 57.672 MWh sendo 52.607 MWh atendidos por GT local de janeiro a novembro. A partir de dezembro está prevista sua interligação ao Sistema Manaus. Caso não se realize esta interligação, permanecerá a geração térmica local com o óleo necessário sendo transferido do Sistema Manaus.

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a CEAM conta com 88 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 366 unidades geradoras totalizando aproximadamente 201 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 5.3-10.

Quadro 5.3-10 Configuração do Parque Gerador da CEAM

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ALVARÃES	1 x 288 + 2 x 350	3	988	790
2 AMATURÁ	1 x (240 +288 +250) + 2 x 220	5	1.218	974
3 ANAMÃ	1 x (90+115+250) + 2 x 176	5	807	646
4 ANORI	1 x 350 + 2 x (288+320)	5	1.566	1.253
5 APUÍ	1 x (240 + 272 + 350) + 2 x 1000	5	2.862	2.290
6 ARARA	1 x 92	1	92	74
7 ATALAIA DO NORTE	1 x (220 + 280) + 3 x 240	5	1.220	976
8 AUGUSTO MONTENEGRO	1 x 90 + 2 x 50	3	190	152
9 AUTAZES	2 x 1000 + 4 x 350	6	3.400	2.720
10 AXINIM	2 x 40	2	80	64
11 BARCELOS	1 x (184 + 350 + 360 + 500) + 2 x 200	6	1.794	1.435
12 BARREIRINHA	1 x (500 + 240) + 2 x (288 + 350)	6	2.016	1.613
13 BELÉM DO SOLIMÕES	80 +144	2	224	179
14 BENJAMIN CONSTANT	3 x 631 + 2 x 1000	5	3.893	3.115
15 BERURI	2 x (176 + 288)	4	928	742
16 BOA VISTA DO RAMOS	1 x (144 + 500 + 550) + 2 x 240	5	1.674	1.339
17 BOCA DO ACRE	360 + 1000 + 1100 + 1250	4	3.710	2.968
18 BORBA	1 x (450 + 660 + 1100 + 1600) + 2 x 1500	6	6.810	5.448
19 CAAPIRANGA	1 x (144 + 288) + 2 x 205	4	842	673
20 CABURI	1 x (40 + 60) + 2 x 48	4	196	156
21 CAIAMBÉ	40 + 48 + 90	3	178	142
22 CAMETÁ (VILA)	1 x 50 + 2 x 124	3	298	238
23 CAMPINAS	1 x 50 + 2 x 48	3	146	116
24 CANUTAMA	1 x 500 + 3 x 350	4	1.550	1.240
25 CARAUARI	1 x (304 +1600) + 2 x (536+1000)	6	4.976	3.981
26 CAREIRO DA VÁRZEA	1 x (184 + 304) + 2 x 220	4	928	742

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
27	CASTANHO	1 x (288 + 336 + 1000) + 2 x 350	5	2.324	1.859
28	CAVIANA	1 x 80 + 2 x 60	3	200	160
29	COARI	1 x (630 + 1100 + 1250 + 2000) + 3 x 800	7	7.380	5.905
30	CODAJÁS	1 x (536 + 1100) + 2 x 1000	4	3.636	2.909
31	CUCUÍ	1 x 80 + 2 x 140	3	360	288
32	EIRUNEPÉ	2 x (600 + 1100 + 1000)	6	5.400	4.320
33	ENVIRA	1 x (272 + 304 + 320) + 2 x 288	5	1.472	1.177
34	ESTIRÃO DO EQUADOR	3 x 144	3	432	345
35	FEIJOAL	1 x 180	1	180	144
36	FONTE BOA	1 x 288 + 2 x (240 + 350)	5	1.468	1.174
37	HUMAITÁ	1 x (630 + 1250 + 1600) + 2 x 2000 + 4 x 405	9	9.100	7.280
38	IAUARETÊ	1 x 375 + 3 x 144	4	807	645
39	IPIRANGA	2 x 144	2	288	230
40	IPIXUNA	1 x (220 + 288 + 320 + 350)	4	1.178	942
41	IRANDUBA ⁽¹⁾	1 x 2000 + 2 x (1000 + 1250) + 3 x 1100	8	9.800	7.840
42	ITACOATIARA	1 x (1100 + 1600 + 2000 + 2500) + 2 x 2320	6	11.840	9.472
43	ITAMARATI	1 x (140 + 288) + 2 x 176	4	780	624
44	ITAPEAÇU	2 x 144	2	288	230
45	ITAPIRANGA	1 x (220 + 288) + 2 x 350	4	1.208	966
46	JACARÉ	67 + 50	2	117	94
47	JAPURÁ	1 x 48 + 2 x 40	3	128	102
48	JURUÁ	90 + 220 + 240 + 350	4	900	720
49	JUTAÍ	272 + 288 + 304 + 350	4	1.214	971
50	LÁBREA	1 x (360 + 600 + 630) + 2 x (1000 + 1100)	7	5.790	4.632
51	LIMOEIRO	132 + 175 + 240	3	547	438
52	MANACAPURU (2)	1100+1600+2320+ 2 x (1000+1250)+3x2000	10	15.520	12.416
53	MANAQUIRI	1 x (144 + 250) + 2 x 350	4	1.094	875
54	MANICORÉ	536 + 1000 + 1100 + 1250	4	3.886	3.109
55	MARAÃ	90+240+250+350	4	930	744
56	MAUÉS	631 + 818 + 1000 + 1250 + 1500	5	5.199	4.159
57	MOCAMBO	2 x 144	2	288	230
58	MURITUBA	2 x 40	2	80	64
59	NHAMUNDÁ	1 x 500 + 3 x 350	4	1.550	1.240

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
60	NOVA OLINDA DO NORTE	1 x (500 + 1000) + 2 x (288 + 350)	6	2.776	2.220
61	NOVO AIRÃO	1 x (288 + 500) + 2 x 350	4	1.428	1.142
62	NOVO ARIPUANÃ	1 x 500 + 2 x (288+320+350)	7	2.416	1.932
63	NOVO CÉU	1 x (50 + 120)	2	170	136
64	NOVO REMANSO	240 + 288 + 304	3	832	665
65	PALMEIRAS	3 x 144	3	432	346
66	PARINTINS	630+818+1250+1600+200+2x1500+3x2500	10	16.798	13.438
67	PAUINÍ	300 + 350 + 500	3	1.150	920
68	PEDRAS	2 x 90	2	180	144
69	SACAMBU (VILA)	40 + 60 +72	3	172	138
70	S.IZABEL DO RIO NEGRO	272 + 350 + 304	3	926	741
71	S.ANTÔNIO DO IÇÁ	1 x (144 + 288) + 2 x (240 + 350)	6	1.612	1.289
72	S.GABRIEL DA CACHOEIRA	1 x (272 + 304 + 1600) + 2 x 1250	5	4.676	3.741
73	S.PAULO DE OLIVENÇA	1 x (220 + 288 + 300 + 500) + 2 x 350	6	2.008	1.606
74	S.SEBASTIÃO DO UATUMÃ	1 x 304 + 2 x 350	3	1.004	803
75	SILVES	288 + 304 + 350	3	942	753
76	TABATINGA	1 x (630 + 1000 + 1250 + 2320) + 2 x 1600	6	8.400	6.720
77	TAPAUÁ	1 x 500 + 3 x 350	4	1.550	1.240
78	TEFÉ	2 x (1100 + 1250 + 2000)	6	8.700	6.960
79	TERRA NOVA	50 + 30	2	80	64
80	TONANTINS	144 + 220 + 288 + 350	4	1.002	801
81	TUIUÉ	144 + 60	2	204	163
82	UARINI	1 x (140 + 250) + 2 x 240	4	870	696
83	URUCARA	1 x (288 + 350 + 500) + 3 x 320	6	2.098	1.678
84	URUCURITUBA	1 x(272 + 300 + 500) + 2 x 350	5	1.772	1.418
85	VILA AMAZÔNIA	40 + 144	2	184	147
86	VILA BITTENCOURT	2 x 144	2	288	230
87	VILA URUCURITUBA	1 x 50	1	50	40
88	ZÉ AÇÚ	1 x 50	1	50	40
TOTAL			366	200.741	160.579

Notas:

(1) Interligação ao Sistema Manaus em julho de 2003;

(2) Interligação ao Sistema Manaus em dezembro de 2003.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amazonas pertencentes à CEAM é de 68,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 179.058 mil litros de óleo diesel.

5.4 Estado do Pará

5.4.1 Capital

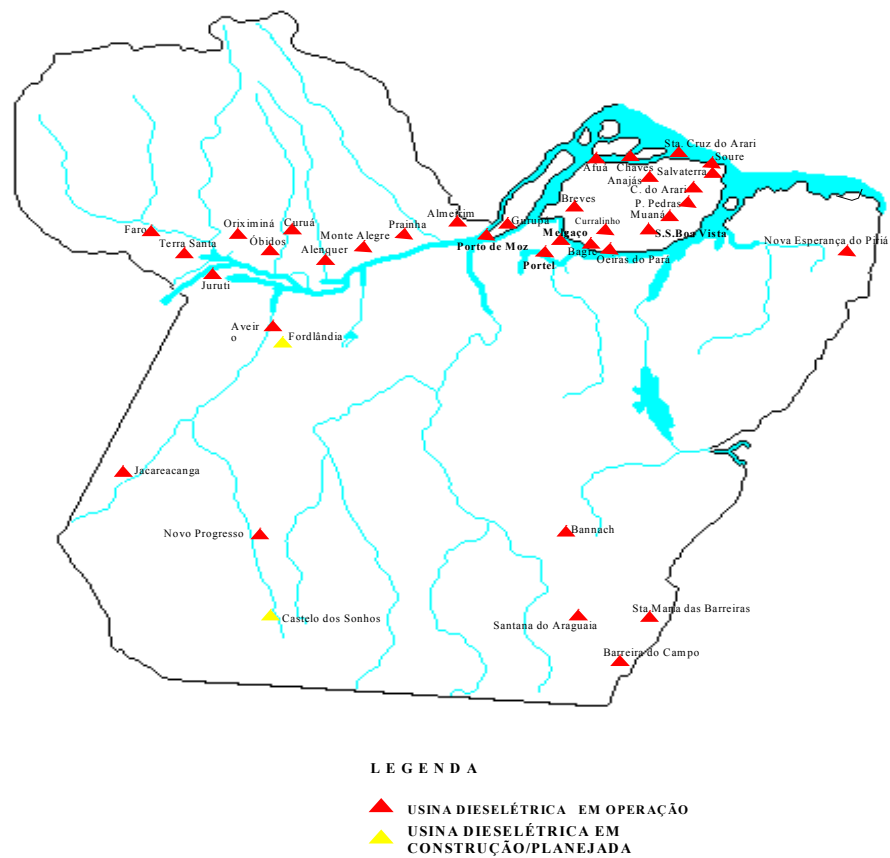
O Estado do Pará tem sua capital e parte do interior atendidos pelo Sistema Interligado Brasileiro. Uma grande parte do interior do Estado ainda é atendida através de Sistemas Isolados à base de óleo diesel.

5.4.2 Interior

A CELPA é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado do Pará, em 37 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel, autorizados pela ANEEL para operação em 2003. Destes, 23 têm sua operação contratada ao PIE GUASCOR. Em 2003 está prevista a entrada em operação de mais um sistema na localidade de Cotijuba.

Na divisa do Pará com o Amapá, opera o PIE JARI CELULOSE, fornecendo energia a Monte Dourado, São Miguel e Munguba.

Figura 5.4-1
Sistemas Isolados do Estado do Pará



Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CELPA, prevista para 2003 é de 26,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 46,4 MWh/h. No caso da JARI CELULOSE, os valores previstos para 2003 são 2,5 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 3,1 MWh/h. Essas informações são detalhadas nos Quadros 5.4-1 e 5.4-2, mostrados a seguir:

Quadro 5.4-1 Carga Própria dos Sistemas da CELPA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
AFUÁ	3.796	0,4	0,7
ALENQUER	14.955	1,7	2,8
ALMEIRIM	8.883	1,0	2,1
BREVES	24.882	2,8	4,7
JURUTI	4.934	0,6	1,1
MONTE ALEGRE	18.731	2,1	3,5
MUANÁ	3.811	0,4	0,7
NOVO PROGRESSO	14.338	1,6	3,3
ÓBIDOS	19.188	2,2	4,1
ORIXIMINÁ	22.476	2,6	4,1
PONTA DE PEDRAS	4.730	0,5	0,9
PORTEL	11.185	1,3	2,0
PORTO DE MOZ	4.748	0,5	0,9
SALVATERRA	7.146	0,8	1,7
SANTANA DO ARAGUAIA	9.210	1,1	2,0
SÃO SEBASTIÃO DA B. VISTA	3.856	0,4	0,7
SOURE	10.771	1,2	2,2
TERRA SANTA	4.874	0,6	0,9
TOTAL MONITORADO	192.513	22,0	38,4
TOTAL	228.245	26,1	46,4
% MONITORADO	84%		

Quadro 5.4-2

Carga Própria dos Sistemas da JARI CELULOSE

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
MONTE DOURADO/ S.MIGUEL/MUNGUBA	21.521	2,5	3,1

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior do Estado do Pará, a CELPA conta com 137 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, correspondendo a uma potência nominal instalada de aproximadamente 66,9 MW, conforme indicado no Quadro 5.4-3.

Já o PIE JARI CELULOSE conta com um Sistema Isolado a óleo combustível localizado em Monte Dourado com quatro unidades geradoras, totalizando 5,7 MW e mais dois Sistemas Isolados em São Miguel e Munguba, a óleo diesel, com nove unidades geradoras e 10,2 MW, totalizando 15,9 MW de potência nominal instalada, conforme indicado no Quadro 5.4-4.

Quadro 5.4-3

Configuração do Parque Gerador da CELPA

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 AFUÁ ⁽¹⁾	2 x 845	2	1.690	1.352
2 ALENQUER ⁽¹⁾	5 x 845	5	4.225	3.380
3 ALMEIRIM ⁽¹⁾	1 x 350 + 3 x 637	4	2.261	1.809
4 ANAJÁS	4 x 240	4	960	768
5 AVEIRO	2 x 100 + 2 x 240	4	680	544
6 BAGRE	4 x 240	4	960	768
7 BANACH	2 x 100 + 1 x 240	3	440	352
8 BARREIRA DO CAMPO	2 x 100 + 1 x 350	3	550	440
9 BREVES ⁽¹⁾	6 x 845	6	5.070	4.056
10 CACHOEIRA DO ARARI ⁽¹⁾	3 x 350	3	1.050	840
11 CASTELO DOS SONHOS	4 x 240	4	960	768
12 CHAVES	100 + 108 + 236 + 240	4	648	545
13 CURRALINHO ⁽¹⁾	2 x 420	2	840	672
14 CURUÁ ⁽¹⁾	2 x 350	2	700	560
15 FARO ⁽¹⁾	2 x 350	2	700	560

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
16	GURUPÁ ⁽¹⁾	2 x 845	2	1.690	1.352
17	JACAREACANGA	4 x 240	4	960	768
18	JURUTI ⁽¹⁾	2 x 845	2	1.690	1.352
19	MELGACO	1 X 144 + 2 x 240	3	624	499
20	MONTE ALEGRE ⁽¹⁾	5 x 845	5	4.225	3.380
21	MUANÁ ⁽¹⁾	1 x 350 + 2 x 420	3	1.190	952
22	NOVA ESPERANÇA DO PIRIÁ	4 x 240	4	960	768
23	NOVO PROGRESSO	1200 + 5 x 470	6	3.550	2.840
24	ÓBIDOS ⁽¹⁾	3 x 637 + 3 x 845	6	4.446	3.558
25	OEIRAS DO PARÁ ⁽¹⁾	3 x 278	3	834	667
26	ORIXIMINÁ ⁽¹⁾	6 x 845	6	5.070	4.056
27	PONTA DE PEDRAS ⁽¹⁾	2 x 350 + 2 x 420	4	1.540	1.232
28	PORTEL ⁽¹⁾	3 x 845	3	2.535	2.028
29	PORTO DE MOZ ⁽¹⁾	3 x 350	3	1.050	840
30	PRAINHA ⁽¹⁾	2 x 420	2	840	672
31	SALVATERRA ⁽¹⁾	1 x 350 + 3 x 637	4	2.261	1.810
32	SANTA CRUZ DO ARARI	4 x 240	4	960	768
33	SANTA MARIA DAS BARREIRAS	2 x 250 + 1 x 144	3	644	515
34	SANTANA DO ARAGUAIA	1 x 800 + 3 x 350 + 2 x 1000	6	3.850	3.080
35	S.SEBASTIÃO DA BOA VISTA ⁽¹⁾	3 x 350	3	1.050	840
36	SOURÉ ⁽¹⁾	2 x 637 + 3 x 845	5	3.809	3.048
37	TERRA SANTA ⁽¹⁾	4 x 350	4	1.400	1.120
TOTAL da CELPA			137	66.948	53.559

Nota :

(1) Contrato de O & M com a GUASCOR do Brasil

Quadro 5.4-4 Configuração do Parque Gerador da JARI CELULOSE

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1	MONTE DOURADO ⁽¹⁾	1 x 930 + 3 x 1600	4	5.730	4.584
2	SÃO MIGUEL	272 + 280 + 320 + 600	4	1.472	1.178
3	MUNGUBA	5 x 1750	5	8.750	7.000
TOTAL DA JARI CELULOSE			13	15.952	12.762

Nota:

(1) UTE a óleo combustível tipo BPF

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Pará é de 28,6 MW médios, correspondendo a um consumo de 72.580 mil litros de óleo diesel e de 2.977 toneladas de óleo combustível tipo BPF. Desses totais, a CELPA participa com 26,1 MW médios, com consumo de 68.474 mil litros de óleo diesel, cabendo à JARI CELULOSE 2,5 MW médios, com consumo de 4.106 mil litros de óleo diesel e 2.977 toneladas de óleo combustível tipo BPF.

5.5 Estado de Rondônia

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Interligado que supre a Capital e as localidades de Ariquemes, Ji-Paraná, Rolim de Moura e Jaru. Este Sistema Interligado possui um parque gerador hidrotérmico, constituído pela UHE Samuel e pela UTE Rio Madeira, pertencentes à ELETRONORTE, e pelos PIEs TERMONORTE I e II. O interior do Estado é atendido pela CERON, concessionária responsável pela geração, basicamente térmica a óleo diesel complementada por hidráulica de PCHs, pela transmissão e distribuição. A Figura 5.5-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Rondônia.

Está prevista, para julho de 2003, a entrada em operação comercial da terceira fase do PIE TERMONORTE II (1 turbina a gás + 1 turbina a vapor), que acrescentará 197,4 MW de potência.

5.5.1 Capital - Sistema Rondônia-Acre

Mercado de Carga Própria

A carga própria prevista para 2003 é de 232,3 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 354,4 MWh/h. No Quadro 5.5-1 são apresentados os valores mensais desse mercado.

Quadro 5.5-1
Carga Própria do Sistema Rondônia – Acre

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kWh/h)
Janeiro	164.914	270.200
Fevereiro	154.154	282.825
Março	174.611	290.352
Abril	169.587	295.154
Maio	166.893	305.936
Junho	160.228	313.041
Julho	172.113	313.508
Agosto	179.133	330.234
Setembro	172.374	335.022
Outubro	177.648	354.454
Novembro	173.551	346.823
Dezembro	169.611	343.270
2003	2.034.817	354.454

Configuração do Parque Gerador

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Rondônia-Acre conta com cinco unidades hidráulicas e 12 térmicas, totalizando 841,3 MW de potência nominal instalada, já incluída a terceira fase do PIE TERMONORTE II. A configuração do parque gerador de Porto Velho é apresentada no Quadro 5.5-2.

Quadro 5.5-2

Configuração do Parque Gerador de Rondônia

Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Hidráulica	UHE SAMUEL	-	5 X 43,2	5	216,0	216,0
Térmica	RIO MADEIRA	PTE	1 x 58,4 + 3 x 24,1	4	130,7	90,3
	TERMONORTE I	PTE	4 x 17,0	4	68,0	66,0
	TERMONORTE II ⁽¹⁾	PTE	3 x 98,3 + 1 x 131,7	4	426,6	160,0
TOTAL				17	841,3	532,3

Nota:

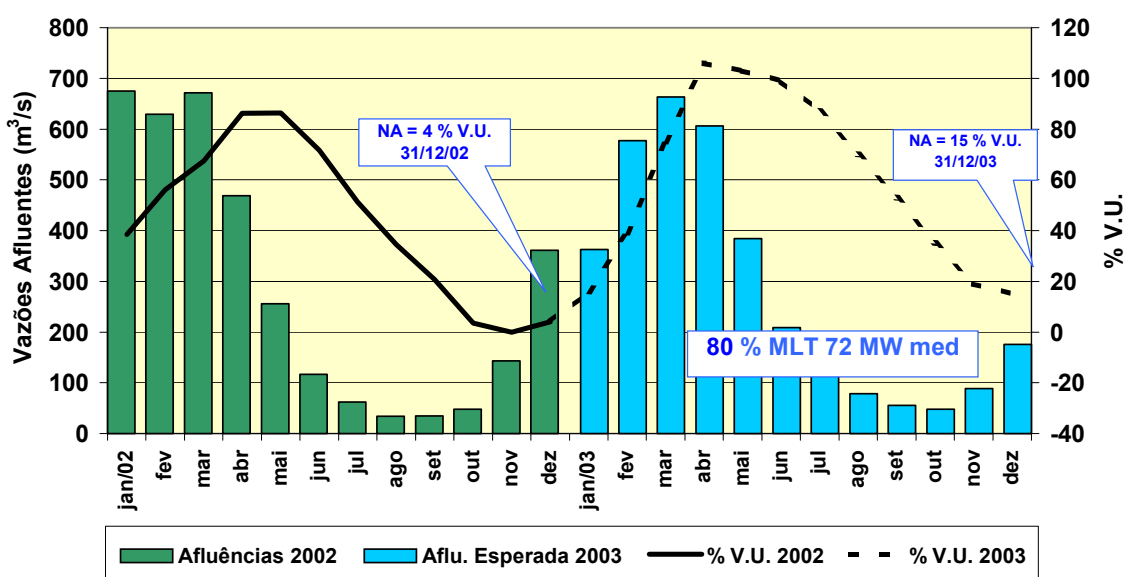
(1) Terceira fase do PIE TERMONORTE II (1 turbina a gás + 1 turbina a vapor) totalizando 197,4, a partir de Jul/03.

Operação Hidráulica da UHE Samuel

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do Sistema hidrotérmico de Porto Velho apontaram uma geração de 72 MW médios para UHE Samuel, considerando-se a afluência prevista de 80% MLT, 5% inferior em relação aos valores verificados em 2002. O nível d'água a ser atingido ao final de 2003 corresponderia a 15% V.U. do seu reservatório. O Gráfico 5.5-1 apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Samuel.

Gráfico 5.5-1

UHE Samuel - Valores Verificados em 2002 e Simulações para 2003



Manutenção

O Quadro 5.5-3 apresenta o cronograma de manutenção das unidades geradoras da ELETRONORTE e da PIE Barro Vermelho.

Quadro 5.5-3 Cronograma de Manutenção

Usina	Tipo	Unidade	Início	Fim	Redução de Potência (MW)
Rio Madeira	T	RMUGG-04	01/01/03	30/06/03	36,0
	T	RMUGG-02	01/01/03	30/06/03	18,1
PIE Barro Vermelho	T	-	01/07/03	31/12/03	25,6

Fonte:
ELETRONORTE

Balanços de Energia e Demanda

Os Quadros 5.5-4 a 5.5-7 apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CERON, respectivamente, para o Sistema Rondônia-Acre.

Quadro 5.5-4 Balanço de Energia da ELETRONORTE em Porto Velho

Mês	Requisito (MWh)				Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento à		Carga Própria	Hidro	Térmico	TOTAL	
		PV +RB	CERON					
Jan	4.167	123.848	36.899	164.914	49.104	115.810	164.914	0
Fev	3.891	116.877	33.386	154.154	57.792	96.362	154.154	0
Mar	4.405	132.917	37.289	174.611	69.192	105.419	174.611	0
Abr	4.286	127.260	38.041	169.587	64.800	104.787	169.587	0
Mai	4.221	124.382	38.290	166.893	84.072	82.821	166.893	0
Jun	4.049	120.440	35.739	160.228	51.120	109.108	160.228	0
Jul	4.348	129.521	38.244	172.113	49.104	123.009	172.113	0
Ago	4.533	133.051	41.549	179.133	46.872	132.261	179.133	0
Set	4.363	127.576	40.435	172.374	41.040	131.334	172.374	0
Out	4.503	129.791	43.354	177.648	40.176	137.472	177.648	0
Nov	4.392	128.696	40.463	173.551	36.000	137.551	173.551	0
Dez	4.295	124.961	40.355	169.611	37.200	132.411	169.611	0
TOTAL	51.453	1.519.320	464.044	2.034.817	626.472	1.408.345	2.034.817	0

Quadro 5.5-5

Balço de Demanda da ELETRONORTE em Porto Velho

	Disponibilidade									Requisito					
Mês	Potência Efetiva			Perda por	Reserva de	Manutenção			Disponibilidade	Mercado	Suprimento	Reserva de	Requisito	Saldo	Saldo
	H	T	H + T	Deplecio- namento	Regulaçã o	H	T	H + T	Líquida	Próprio	a CEAM	Potência	Total		- 1 Máq
Jan	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	98.000	148.000	758.000	630.570	4.193	31.738	666.501	91.499	36.499
Fev	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	98.000	148.000	758.000	643.563	4.171	32.387	680.121	77.879	22.879
Mar	250.000	696.000	946.000	0	40.000	50.000	63.000	113.000	793.000	664.454	4.164	33.431	702.049	90.951	35.951
Abr	250.000	696.000	946.000	8.000	40.000	50.000	45.000	95.000	803.000	660.320	4.022	33.217	697.559	105.441	50.441
Mai	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	656.995	4.465	33.073	694.533	101.467	46.467
Jun	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	654.396	4.052	32.922	691.370	104.630	49.630
Jul	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	657.158	10.896	33.403	701.457	94.543	39.543
Ago	250.000	696.000	946.000	25.000	40.000	0	85.000	85.000	796.000	698.512	10.814	35.466	744.792	51.208	-3.792
Set	250.000	696.000	946.000	20.000	40.000	0	85.000	85.000	801.000	702.393	12.371	35.738	750.502	50.498	-4.502
Out	250.000	696.000	946.000	10.000	40.000	0	85.000	85.000	811.000	713.089	12.226	36.266	761.581	49.419	-5.581
Nov	250.000	696.000	946.000	0	40.000	0	85.000	85.000	821.000	707.138	11.671	35.940	754.749	66.251	11.251
Dez	250.000	696.000	946.000	0	40.000	0	85.000	85.000	821.000	669.814	23.808	34.681	728.303	92.697	37.697

Quadro 5.5-6

Balanço de Energia da CERON em Porto Velho

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	123.848	0	123.848	0	123.848	123.848	0
Fevereiro	116.877	0	116.877	0	116.877	116.877	0
Março	132.917	0	132.917	0	132.917	132.917	0
Abril	127.260	0	127.260	0	127.260	127.260	0
Maio	124.382	0	124.382	0	124.382	124.382	0
Junho	120.440	0	120.440	0	120.440	120.440	0
Julho	129.521	0	129.521	0	129.521	129.521	0
Agosto	133.051	0	133.051	0	133.051	133.051	0
Setembro	127.576	0	127.576	0	127.576	127.576	0
Outubro	129.791	0	129.791	0	129.791	129.791	0
Novembro	128.696	0	128.696	0	128.696	128.696	0
Dezembro	124.961	0	124.961	0	124.961	124.961	0
TOTAL	1.519.320	-	1.519.320	-	1.519.320	1.519.320	-

Quadro 5.5-7

Balanço de Demanda da CERON em Porto Velho

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)			BALANÇO
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Disponibilidade	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	194.821	0	194.821	0	194.821	194.821	0
Fevereiro	206.273	0	206.273	0	206.273	206.273	0
Março	215.379	0	215.379	0	215.379	215.379	0
Abril	215.517	0	215.517	0	215.517	215.517	0
Maio	226.141	0	226.141	0	226.141	226.141	0
Junho	231.522	0	231.522	0	231.522	231.522	0
Julho	232.350	0	232.350	0	232.350	232.350	0
Agosto	245.734	0	245.734	0	245.734	245.734	0
Setembro	249.873	0	249.873	0	249.873	249.873	0
Outubro	266.521	0	266.521	0	266.521	266.521	0
Novembro	261.553	0	261.553	0	261.553	261.553	0
Dezembro	259.391	0	259.391	0	259.391	259.391	0
MÁXIMA	-	-	266.521	-	-	266.521	-

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O despacho de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Rondônia-Acre é de 160,8 MW médios, correspondendo a um consumo de 107.209 mil litros de óleo diesel e 365.424 mil litros de óleo PTE. O Quadro 5.5-8 apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas desse Sistema.

Quadro 5.5-8 Geração e Consumo de Óleo em Porto Velho

Previsão de Geração	Hidráulica	71,5 MW médios		
		Empresa	UHE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	SAMUEL	71,5 MW médios
	Térmica	160,8 MW médios		
		Empresa	UTE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	RIO MADEIRA	2,0 MW médios
		PIE	TERMONORTE I	51,0 MW médios
			TERMONORTE II	107,8 MW médios
Previsão de Consumo de Óleo	Óleo Leve	472.633 mil litros		
		Empresa	UTE	Tipo
		ELETRONORTE	R.MADEIRA	PTE
		PIE	TERMONORTE I	DIESEL
			TERMONORTE II	PTE
				Previsão de Consumo
				6.658 mil litros
				107.209 mil litros
				358.766 mil litros

5.5.2 Interior

A CERON é a concessionária responsável pela distribuição de energia no interior do Estado de Rondônia, tendo contrato de compra e venda de energia com a ELETRONORTE e com PIEs térmicos e hidráulicos.

Existem 39 localidades autorizadas pela ANEEL a operarem no interior do Estado em 2003 com geração térmica a óleo diesel, sendo que 35 são de responsabilidade do PIE GUASCOR e as quatro demais localidades, Bela Vista São Domingos, Colorado do Oeste, Pimenta Bueno e Vilhena estão a cargo da CERON.

Para 2003 estão previstas as interligações de Vale Anari, Campo Novo de Rondônia, Arara, São Sebastião, Alvorada do Oeste, São Miguel, Seringueiras e Buritis ao Sistema Rondônia-Acre, além da interligação de Chupinguaia a Vilhena.

Cabe ressaltar que em Pimenta Bueno há também a compra de energia de origem térmica do PIE Rovema.

O interior de Rondônia conta ainda com a disponibilidade de geração hidráulica das PCHs Rio Vermelho, Castaman I, II e III, Cabixi I e II e Cachoeira, pertencentes ao Sistema Isolado de Vilhena e a PCH Ruttmann pertencente ao Sistema Isolado de Chupinguaia. A previsão de geração destas PCHs em 2003 é de 13,2 MW médios.

Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2003 é de 47,4 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 90,1MWh/h. No Quadro 5.5-9 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados.

Quadro 5.5-9

Carga Própria dos Sistemas da CERON

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
ALVORADA DO OESTE	11.460	1,3	2,4
BURITIS	30.713	3,5	6,6
CAMPO NOVO DE RONDÔNIA	4.786	0,5	1,4
CHUPINGUAIA ⁽¹⁾	5.821	0,7	1,1
COSTA MARQUES	8.358	1,0	2,0
CUJUBIM	7.617	0,9	2,2
JACI-PARANÁ	5.225	0,6	1,2
MACHADINHO	26.568	3,0	5,3
PIMENTA BUENO / CACOAL ⁽¹⁾	38.739	4,4	13,3
SÃO FRANCISCO	10.066	1,1	3,8
SÃO MIGUEL	13.366	1,5	3,1
SERINGUEIRAS	7.466	0,9	1,6
VALE DO ANARI	2.968	0,3	0,9
VILA EXTREMA	6.701	0,8	1,7
VILHENA ⁽²⁾	143.103	16,3	34,0
VISTA ALEGRE DO ABUNÃ	2.081	0,2	0,5
TOTAL MONITORADO	325.055	37,1	81,1
TOTAL	415.211	47,4	90,1
% MONITORADO	78,0%⁽³⁾		

Notas

(1) Geração Térmica Própria e suprimento hidráulico da PCH Ruttman

(2) Geração Hidrotérmica Própria e suprimento hidráulico de PIEs.

(3) 78% corresponde ao percentual da carga própria monitorada em relação ao total de carga própria dos Sistemas não interligados ao sistema Porto Velho. Considerando-se apenas o total de carga própria atendida por geração térmica, o percentual alcança 96%

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a CERON conta com 39 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 138 unidades geradoras de aproximadamente 72,5 MW de potência nominal, apresentados no Quadro 5.5-10.

Quadro 5.5-10

Configuração do Parque Gerador da CERON

SISTEMA	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ABUNÃ ⁽¹⁾	1 x 136 + 2 x 72	3	280	225
2 ALVORADA D'OESTE ⁽¹⁾⁽³⁾	2 x 352 + 3 x 1000 + 1 x 1480	6	5.184	4.147
3 ARARAS ⁽¹⁾⁽³⁾	3 x 61	3	183	146
4 BELA VISTA S. DOMINGOS	2 x 184 + 1 x 200	3	568	454
5 BURITIS(ENGº F. RIVERO) ⁽¹⁾⁽³⁾	4 x 831 + 1 x 1000	5	4.324	3.459
6 CALAMA ⁽¹⁾	2 x 136 + 1 x 200	3	472	378
7 CAMPO NOVO RONDÔNIA ⁽¹⁾⁽³⁾	2 x 346	2	692	554
8 CHUPINGUAIA ⁽¹⁾⁽⁴⁾	2 x 830	2	1.660	1.328
9 CONCEICAO DA GALERA ⁽¹⁾	3 x 17	3	51	41
10 COSTA MARQUES ⁽¹⁾	2 x 831	2	1.662	1.330
11 CUJUBIM ⁽¹⁾	1 x 419 + 2 x 346	3	1.111	889
12 DEMARCAÇÃO ⁽¹⁾	3 x 40	3	120	96
13 FORTALEZA ABUNÃ ⁽¹⁾	1 x 61 + 2 x 136	3	333	266
14 ISIDOLÂNDIA ⁽¹⁾	3 x 69	3	207	165
15 JACY-PARANÁ ⁽¹⁾	1 x 200 + 2 x 180	3	560	448
16 MACHADINHO ⁽¹⁾	1 x 346 + 3 x (835 + 831)	7	5.344	4.276
17 MAICI ⁽¹⁾	3 x 17	3	51	41
18 MUTUM PARANÁ ⁽¹⁾	2 x 72	2	144	115
19 NAZARÉ ⁽¹⁾	2 x 40	2	80	64
20 NOVA CALIFÓRNIA ⁽¹⁾	2 x 346	2	692	554
21 PACARANÃ ⁽¹⁾	1 x 72 + 2 x 136	3	344	275
22 PEDRAS NEGRAS ⁽¹⁾	3 x 40	3	120	96
23 PIMENTA BUENO / PIE ROVEMA	2 x 1500 + 3 x (2600 + 1500)	8	15.300	12.240
24 PORTO MURTINHO ⁽¹⁾	3 x 16	3	48	38
25 ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ ⁽¹⁾	2 x 56	2	112	90
26 SANTA CATARINA ⁽¹⁾	3 x 17	3	51	41
27 SÃO CARLOS ⁽¹⁾	1 x 61 + 2 x 136	3	333	266
28 SÃO FRANCISCO ⁽¹⁾	3 x 346	3	1.038	830
29 SÃO MIGUEL DO GUAPORÉ ⁽¹⁾⁽³⁾	1 x 370 + 1 x 770 + 2 x 410	4	1.980	1.584
30 SÃO SEBASTIÃO ⁽¹⁾⁽³⁾	3 x 40	3	120	96
31 SERINGUEIRAS ⁽¹⁾⁽³⁾	1 x 419 + 2 x 346	3	1.111	889
32 SURPRESA ⁽¹⁾	3 x 61	3	183	146
33 TABAJARA ⁽¹⁾	1 x 17 + 2 x 40	3	97	78
34 URUCUMACUÃ ⁽¹⁾	3 x 58	3	174	139
35 VALE ANARI ⁽¹⁾⁽³⁾	4 x 136	4	544	435
36 VILA EXTREMA ⁽¹⁾	2 x 419	2	838	670
37/ VILHENA /	5 x 1250 + 7 x 1500 /	12	16.750	13.400
38 COLORADO D'OESTE	2 x (1000 + 1500) + 3 x 1400	7	9.200	7.360
39 VISTA ALEGRE DO ABUNÃ ⁽¹⁾	3 x 136	3	408	326
TOTAL		138	72.469	57.975

Notas:

(1) Contrato de compra de energia com a GUASCOR do Brasil;

(2) A CERON retificou o número de localidades previstas para operarem em 2003, através de correspondência eletrônica encaminhada em 13/12/2002 (data da 31ª reunião do GTON), solicitando a inclusão das UTEs Pombal e Sto. Antonio (48 kW de potência nominal cada). Ressalta-se que estas usinas estão dependendo de Resolução da ANEEL e portanto não estão incluídas no quadro acima,

(3) Interligação ao Sistema Rondônia -Acre em dezembro de 2003;

(4) Interligação ao Sistema Vilhena ao final de 2003.

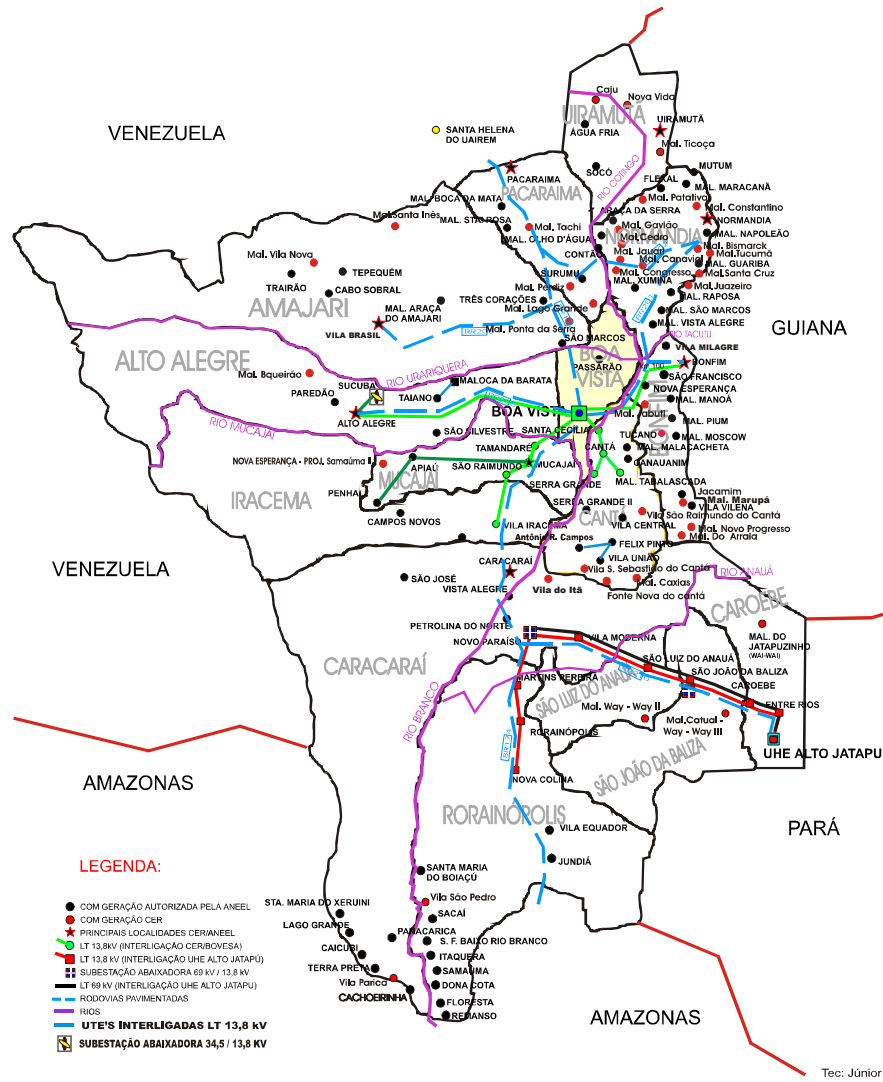
Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Rondônia é de 25,0 MW médios, correspondendo a um consumo de 65.624 mil litros de óleo diesel.

5.6 Estado de Roraima

Desde julho de 2001, após sua interligação em 230 kV ao Sistema da UHE Guri, a BOA VISTA ENERGIA S.A - BOVESA, concessionária responsável pela transmissão e distribuição no Sistema Isolado de Boa Vista, passou a ser suprida pela empresa venezuelana EDELCA, através de um contrato com duração de 20 anos, a partir de julho de 2001. O interior do Estado é atendido pela CER, concessionária responsável pela geração, predominantemente térmica a óleo diesel, e pela distribuição desta energia aos seus mercados isolados. Vale destacar a existência da PCH Alto Jatapú, que atende ao Sistema de São João do Baliza.

Conforme mencionado, a BOA VISTA ENERGIA atendeu à capital do Estado até 22 de julho de 2001, data de início da operação comercial da interligação com o Sistema elétrico venezuelano, também responsável pelo suprimento para as localidades de Mucujai, Tamandaré, Vila Iracema, São Raimundo, Cantá e Santa Cecília, pertencentes à área de concessão da CER. A Figura 5.6-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Roraima.



5.6.1 Capital – Sistema Boa Vista

Mercado de Carga Própria

A carga própria do Sistema Boa Vista prevista para 2003 é de 49,8 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 71,3 MWh/h. No Quadro 5.6-1 são apresentados os valores mensais desse mercado.

Quadro 5.6-1
Carga Própria do Sistema Boa Vista

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kWh/h)
Janeiro	35.348	63.136
Fevereiro	31.917	63.442
Março	36.463	66.654
Abril	34.164	64.228
Maio	34.881	62.666
Junho	31.581	63.654
Julho	34.682	62.347
Agosto	36.324	66.555
Setembro	38.919	70.530
Outubro	41.911	70.413
Novembro	39.990	71.351
Dezembro	40.150	69.132
2003	436.330	71.351

Configuração do Parque Gerador

O parque gerador foi desativado, permanecendo apenas a UTE Floresta na condição de reserva operativa para atendimento emergencial, no caso de indisponibilidade da LT Venezuela/Boa Vista. A configuração do parque gerador de Boa Vista é apresentada no Quadro 5.6-2.

Quadro 5.6-2
Configuração do Parque Gerador em Boa Vista

Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	núm. de unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Térmica	FLORESTA	DIESEL	1 x 24,1 + 4 x 30,9	5	147,8	133,0
TOTAL				5	147,8	133,0

Balancos de Energia e Demanda

Os Quadros 5.6-3 a 5.6-6 apresentam os balanços de energia e de demanda da BOA VISTA ENERGIA e da CER, respectivamente, para o Sistema Boa Vista.

Quadro 5.6-3

Balanço de Energia da BOA VISTA ENERGIA em Boa Vista

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)				Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	Carga Própria	Hidro	Térmico	Suprimento da Venezuela	TOTAL	
Janeiro	33.656	1.692	35.348	0	0	35.348	35.348	0
Fevereiro	30.259	1.658	31.917	0	0	31.917	31.917	0
Março	34.775	1.688	36.463	0	0	36.463	36.463	0
Abril	32.449	1.715	34.164	0	0	34.164	34.164	0
Maio	33.151	1.730	34.881	0	0	34.881	34.881	0
Junho	29.816	1.765	31.581	0	0	31.581	31.581	0
Julho	32.852	1.830	34.682	0	0	34.682	34.682	0
Agosto	34.485	1.839	36.324	0	0	36.324	36.324	0
Setembro	37.032	1.887	38.919	0	0	38.919	38.919	0
Outubro	40.000	1.911	41.911	0	0	41.911	41.911	0
Novembro	38.038	1.952	39.990	0	0	39.990	39.990	0
Dezembro	38.155	1.995	40.150	0	0	40.150	40.150	0
TOTAL	414.668	21.662	436.330	0	0	436.330	436.330	0

Quadro 5.6-4

Balanço de Demanda da BOA VISTA ENERGIA em Boa Vista

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)				Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	TOTAL	Hidro	Térmico	Suprimento da Venezuela	TOTAL	
Janeiro	58.950	4.286	63.236	0	0	63.236	63.236	136.764
Fevereiro	59.311	4.131	63.442	0	0	63.442	63.442	136.558
Março	62.422	4.232	66.654	0	0	66.654	66.654	133.346
Abril	59.884	4.344	64.228	0	0	64.228	64.228	135.772
Maio	58.278	4.388	62.666	0	0	62.666	62.666	137.334
Junho	59.232	4.422	63.654	0	0	63.654	63.654	136.346
Julho	57.873	4.474	62.347	0	0	62.347	62.347	137.653
agosto	62.011	4.544	66.555	0	0	66.555	66.555	133.445
Setembro	65.947	4.583	70.530	0	0	70.530	70.530	129.470
Outubro	65.773	4.640	70.413	0	0	70.413	70.413	129.587
Novembro	66.670	4.681	71.351	0	0	71.351	71.351	128.649
Dezembro	64.374	4.758	69.132	0	0	69.132	69.132	130.868
MÁXIMA	-	-	71.413	-	-	71.428	71.428	129.587

Quadro 5.6-5

Balanço de Energia da CER em Boa Vista

Mês	Requisito (MWh)			Recurso (MWh)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	1.692	0	1.692	0	1.692	1.692	0
Fevereiro	1.658	0	1.658	0	1.658	1.658	0
Março	1.688	0	1.688	0	1.688	1.688	0
Abril	1.715	0	1.715	0	1.715	1.715	0
Maio	1.730	0	1.730	0	1.730	1.730	0
Junho	1.765	0	1.765	0	1.765	1.765	0
Julho	1.830	0	1.830	0	1.830	1.830	0
Agosto	1.839	0	1.839	0	1.839	1.839	0
Setembro	1.887	0	1.887	0	1.887	1.887	0
Outubro	1.911	0	1.911	0	1.911	1.911	0
Novembro	1.952	0	1.952	0	1.952	1.952	0
Dezembro	1.995	0	1.995	0	1.995	1.995	0
TOTAL	21.662	-	21.662	-	21.662	21.662	-

Quadro 5.6-6 Balanço de Demanda da CER em Boa Vista

Mês	Requisito (kWh/h)			Recurso (kWh/h)			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Disponibilidade	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	4.286	0	4.286	0	4.286	4.286	0
Fevereiro	4.131	0	4.131	0	4.131	4.131	0
Março	4.232	0	4.232	0	4.232	4.232	0
Abril	4.344	0	4.344	0	4.344	4.344	0
Maio	4.388	0	4.388	0	4.388	4.388	0
Junho	4.422	0	4.422	0	4.422	4.422	0
Julho	4.474	0	4.474	0	4.474	4.474	0
Agosto	4.544	0	4.544	0	4.544	4.544	0
Setembro	4.583	0	4.583	0	4.583	4.583	0
Outubro	4.640	0	4.640	0	4.640	4.640	0
Novembro	4.681	0	4.681	0	4.681	4.681	0
Dezembro	4.758	0	4.758	0	4.758	4.758	0
MÁXIMA	-	-	4.758	-	-	4.758	-

Geração Térmica e Consumo de Óleo

A geração térmica para 2003 no Sistema Boa Vista é de 4,3 MW médios, correspondendo a um consumo de 14.330 mil litros de óleo leve tipo PTE. Dos citados 4,3 MW médios,

4,1 MW médios correspondem à reserva estratégica de, aproximadamente, 30 dias de geração, no caso de falha na interligação com a Venezuela (13.817 mil litros de óleo PTE). Os restantes 0,2 MW médios correspondem à necessidade de reserva operacional (513 mil litros de óleo PTE).

O Quadro 5.6-7 apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para a UTE Floresta.

Quadro 5.6-7
Geração e Consumo de Óleo em Boa Vista

Previsão de Geração	Térmica	4,3 MW médios			
		Empresa	UTE		Previsão de Geração
			FLORESTA		4,1 MW médios
Previsão de Consumo de Óleo	PTE	14.330 mil litros			
		Empresa	UTE	Tipo	Previsão de Consumo
			FLORESTA	PTE	13.817 mil litros

5.6.2 Interior

A CER é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Roraima, em 67 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel e um hidrotérmico, que conta com a disponibilidade de geração hidráulica da PCH Alto Jatapú.

Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CER prevista para 2003 é 7,4 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 13,9 MWh/h. No Quadro 5.6-8 são apresentados os valores de carga própria para 2003 dos Sistemas Isolados.

Quadro 5.6-8

Carga Própria dos Sistemas da CER

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
ALTO ALEGRE	4.920	0,56	1,1
CARACARAÍ	11.824	1,35	3,0
JUNDIÁ	725	0,08	0,2
NORMANDIA	2.840	0,32	0,7
PACARAIMA	4.860	0,55	1,2
SÃO JOÃO DA BALIZA ⁽¹⁾	18.540	2,12	3,2
SURUMÚ	458	0,05	0,2
TAIANO	550	0,06	0,1
VILA BRASIL	1.308	0,15	0,4
VISTA ALEGRE	413	0,05	0,1
TOTAL MONITORADO	46.438	5,29	10,2
TOTAL	64.771	7,40	13,9
% MONITORADO	72%		

Nota:

(1) Parcela do mercado atendida por geração térmica igual a 8.540 MWh

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a CER possui 68 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 99 unidades geradoras de aproximadamente 21,0 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 5.6-9.

Quadro 5.6-9

Configuração do Parque Gerador da CER

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1	ÁGUA FRIA	1 x 48	48	38
2	ALTO ALEGRE	2 x (300 + 320)	1.240	992
3	CABO SOBRAL	1 x 24	24	19
4	CAMPOS NOVOS	1 x 57	57	46
5	CANAUANIM	1 x 24	24	19
6	CARACARAI	4 x 300 + 2 x 536 + 1 x 600 + 3 x 1300	6.772	5.418
7	CONTÃO	1 x 80	80	64
8	EQUADOR	1 x 108	108	86
9	FÉLIX PINTO	2 x 300	600	480
10	JACAMIM	1 x 10	10	8
11	JUNDIÁ	1 x (100 + 108)	208	166
12	LAGO GRANDE	1 x 24	24	19
13	MALOCA BOCA DA MATA	1 x 48	48	38
14	MALOCA DA BALA	1 x 6	6	5
15	MALOCA FLEXAL	1 x 24	24	19
16	MALOCA DA RAPOSA	1 x 57	57	46
17	MALOCA DO ARAÇÁ (NORMANDIA)	1 x 32	32	26
18	MALOCA DO ARAÇÁ (AMAJARI)	1 x 24	24	19
19	MALOCA DO MANOÁ	1 x 10	10	8
20	MALOCA GUARIBA	1 x 24	24	19
21	MALOCA MALACACHETA	1 x 65	65	52
22	MALOCA MOSCOW	1 x 5	5	4
23	MALOCA SANTA ROSA	1 x 24	24	19
24	MALOCA S.MARCOS	1 x 10	10	8
25	MALOCA TRÊS CORAÇÕES	2 x 160	320	256
26	MALOCA VISTA ALEGRE	1 x 24	24	19
27	MARACANÃ	1 x 57	57	46
28	MUTUM	1 x 65	65	52
29	NAPOLEÃO	1 x 72	72	58
30	NORMANDIA	2 x 300 + 1 x 320	920	736
31	NOVA ESPERANÇA	1 x 32	32	26
32	OLHO D'ÁGUA	1 x 24	24	19
33	PACARAIMA	2 x (300 + 320)	1.240	992
34	PANACARICA	1 x 24	24	19
35	PAREDÃO	1 x 32	32	26
36	PASSARÃO	1 x (180 + 300)	480	384

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
37	PETROLINA DO NORTE	1 x 65	1	65	52
38	PIUM	1 x 10	1	10	8
39	SACAÍ	1 X 48	1	48	38
40	SAMAÚMA	1 x 10	1	10	8
41	SANTA MARIA DO BOIAÇU	2 x 108	2	216	173
42	SÃO FRANCISCO	2 x 92	2	184	147
43	S. F. DO BAIXO R. BRANCO	1 x 10	1	10	8
44	SÃO JOÃO DA BALIZA	4 x 1200	4	4800	3840
45	SÃO SILVESTRE	1 x (120 + 212)	2	332	266
46	SERRA GRANDE II	1 x 48	1	48	38
47	SOCÓ	1 x 65	1	65	52
48	SURUMU	1 x 212	1	212	170
49	TAIANO	1 x 240	1	240	192
50	TEPEQUÉM	1 x 48	1	48	38
51	TERRA PRETA	1 x 24	1	24	19
52	TRAIRÃO	1 x (80 + 108)	2	188	150
53	UIRAMUTÃ	2 x 120	2	240	192
54	VILA CACHOEIRINHA	1 x 57	1	57	46
55	VILA UNIÃO	1 x 65	1	65	52
56	VILA BRASIL	2 x 300	2	600	480
57	VILA CAICUBI	1 x 48	1	48	38
58	VILA CENTRAL	1 x (120 + 160)	2	280	224
59	VILA DONA COTA	1 x 24	1	24	19
60	VILA FLORESTA	1 x 24	1	24	19
61	VILA ITAQUERA	1 x 10	1	10	8
62	VILA MILAGRE	1 x 10	1	10	8
63	VILA REMANSO	1 x 26	1	26	21
64	VILA SÃO JOSÉ	1 x 65	1	65	52
65	VILA VILENA	1 x 64	1	64	51
66	VISTA ALEGRE	1 x 160	1	160	128
67	SANTA MARIA DO XERUINÍ	1 x 24	1	24	19
68	XUMINA	1 x 14	1	14	11
TOTAL			99	21.025	16.818

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Roraima é de 6,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 16.431 mil litros de óleo diesel.

6 Atendimento aos Demais Mercados de Energia Isolados

6.1 Estado da Bahia

O Estado da Bahia possui apenas o Sistema Isolado da Ilha de Camamú. A COELBA é a empresa responsável pelo atendimento a esta ilha através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

Mercado de Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado da Ilha de Camamú da COELBA, prevista para 2003, é 0,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,3 MWh/h, conforme apresentado no Quadro 6.1-1.

Quadro 6.1-1
Carga Própria da Ilha de Camamú da COELBA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
ILHA DE CAMAMÚ	831	0,1	0,3

Configuração do Parque Gerador

Para atender ao mercado da Ilha de Camamú, a COELBA conta com um total de cinco unidades geradoras totalizando cerca de 1,6 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 6.1-2.

Quadro 6.1-2
Configuração do Parque Gerador de Camamú da COELBA

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
ILHA DE CAMAMÚ	1 x (157 + 169 + 282) + 2 x 485	5	1.578	1.262
TOTAL		5	1.578	1.262

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Isolado de Camamú é de 0,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 249 mil litros de óleo diesel.

6.2 Estado do Maranhão

O atendimento energético ao Estado do Maranhão é feito através do Sistema Interligado Brasileiro, com exceção da localidade isolada de Batavo, que é a única localidade do interior do Estado atendida por sistema isolado. A CEMAR é a empresa responsável pelo atendimento a esta localidade através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

Mercado de Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado de Batavo, da CEMAR, prevista para 2003 é de 0,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,3 MWh/h, conforme apresentado a seguir no Quadro 6.2-1.

Quadro 6.2-1
Carga Própria dos Sistemas da CEMAR

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
BATAVO	1.145	0,1	0,3

Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Maranhão

Para atender ao mercado do interior, a CEMAR possui um Sistema Isolado com uma unidade geradora de aproximadamente 0,9 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 6.2-2.

Quadro 6.2-2
Configuração do Parque Gerador dos Sistemas da CEMAR

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
BATAVO	1 x 872	1	872	698
TOTAL		1	872	698

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Isolado do Interior do Estado do Maranhão é de 0,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 344 mil litros de óleo diesel.

6.3 Estado de Mato Grosso

6.3.1 Capital

O Atendimento energético à Capital e parte do interior do Estado é feito através do Sistema Interligado Brasileiro.

6.3.2 Interior

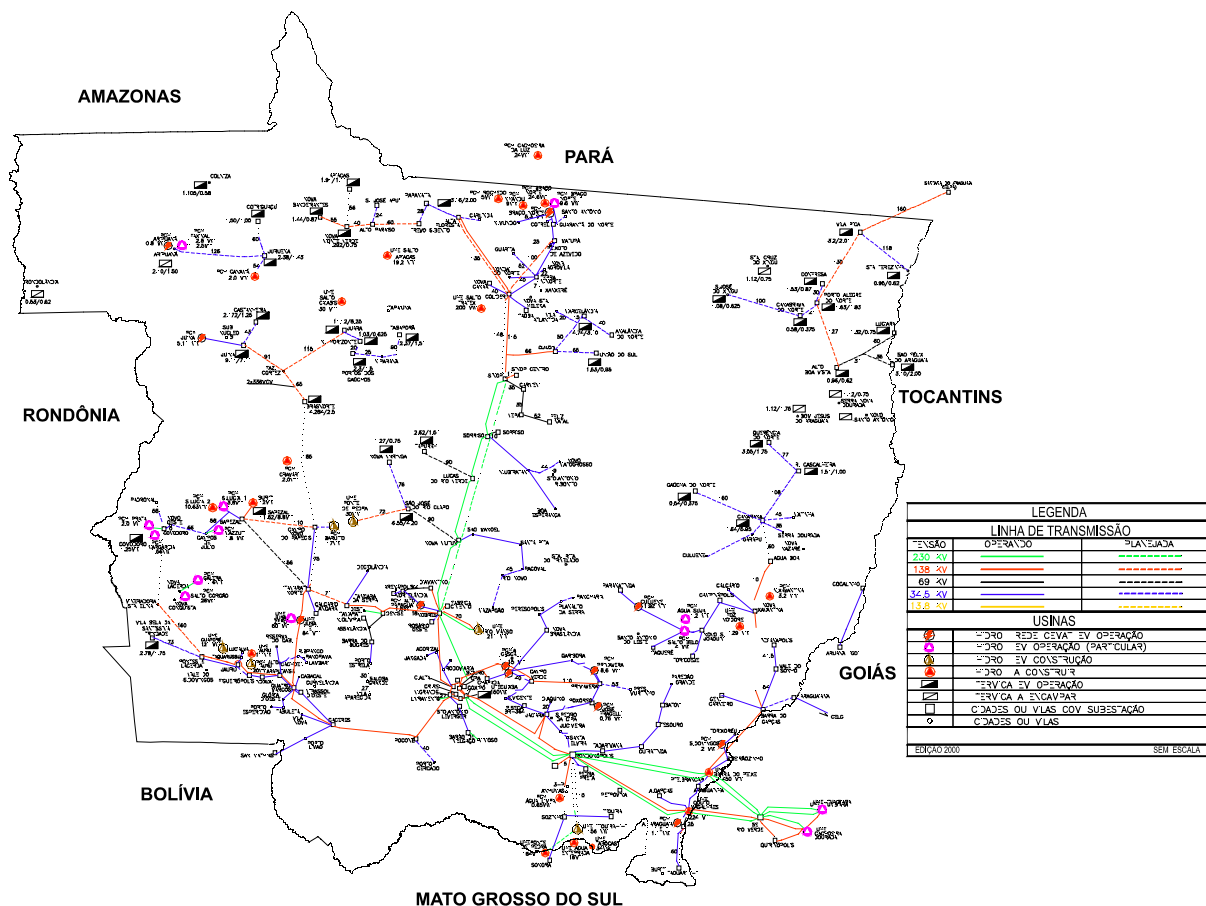
A CEMAT é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Mato Grosso, em 32 Sistemas Isolados, sendo 27 puramente térmicos a óleo diesel, e 5 hidrotérmicos³.

Para 2003 estão previstas as interligações de Sapezal ao Sistema Interligado Brasileiro e entre os Sistemas de Canabrava do Norte, Porto Alegre do Norte, Confresa, Vila Rica e São José do Xingu.

A Figura 6.3-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Mato Grosso.

³ Sistemas hidrotérmicos de Juína (PCH Juína), Sapezal (PCH Santa Lúcia, Massuti e Sapezal), Nova Lacerda (PCH Galera), Aripuanã (PCH Faxinal e Aripuanã) e Sistema Comodoro (PCH Margarita e Prata).

Figura 6.3-1 Sistemas Isolados do Estado de Mato de Grosso



Mercado de Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEMAT prevista para 2003 é 26,4 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 53,6 MWh/h, conforme apresentado no Quadro 6.3-1.

O Sistema térmico de Juara inclui as localidades de Porto dos Gaúchos e Novo Horizonte, enquanto o Sistema hidrotérmico de Juína inclui a localidade de Castanheira.

Quadro 6.3-1 Carga Própria dos Sistemas da CEMAT

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
APIACÁS	4.325	0,5	1,0
BRASNORTE	8.267	0,9	1,9
COLNIZA	4.205	0,5	1,9
COMODORO ⁽¹⁾	11.743	1,3	4,4
COTRIGUAÇU	4.118	0,5	1,3
JUARA	32.138	3,7	7,5
JUINA ⁽²⁾	41.300	4,7	10,8
JURUENA	5.057	0,6	1,5
QUERÊNCIA DO NORTE	4.640	0,5	1,3
RIBEIRÃO CASCALHEIRA	3.639	0,4	0,9
SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	6.760	0,8	1,5
SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	13.216	1,5	3,4
VILA RICA	10.853	1,2	3,0
TOTAL MONITORADO	150.261	17,1	38,3
TOTAL	231.174	26,4	53,6
% MONITORADO	65,0 % ⁽³⁾		

Notas:

(1) Do total de 11.743 MWh, a parcela do mercado atendida por geração térmica é igual a 2.651 MWh.

(2) Do total de Carga Própria de 41.300 MWh, 14.004 MWh correspondem à geração térmica.

(3) 65 % corresponde ao percentual da carga própria monitorada em relação ao total de carga própria (GT+GH), considerando-se apenas o total de carga própria atendida por GT, o percentual alcança 95%.

Configuração do Parque Gerador

Para atender aos mercados do interior, a CEMAT possui 32 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 187 unidades geradoras de 93,4 MW de potência nominal, conforme apresentados no Quadro 6.3-2.

Quadro 6.3-2

Configuração do Parque Gerador dos Sistemas da CEMAT

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ALTO DA BOA VISTA	1 x (144 + 400) + 2 x 300	4	1.144	915
2 APIACÁS	1 x (300 + 324 + 410) + 2 x 400	5	1.834	1.467
3 ARIPUANÃ	2 x 324 + 1 x 1825	3	2.473	1.978
4 BOM JESUS DO ARAGUAIA	1 x (144 + 160 + 400)	3	704	563
5 BRASNORTE	1 x 324 + 2 x (300 + 1250) + 3 x 410	8	4.654	3.723
6 CANABRAVA NORTE ⁽¹⁾	1 x (144 + 240) + 2 x 160	4	704	563
7 COLNIZA	4 x 300 + 1 x (324 + 340)	6	1.864	1.491
8 COMODORO	2 x (300 + 324) + 2 x 1250	6	3.748	2.998
9 CONFRESA ⁽¹⁾	1 x 160 + 6 x 300	7	1.960	1.568
10 COTRIGUAÇU	1 x 324 + 2 x 260 + 3 x 300	6	1.744	1.395
11 GAÚCHA DO NORTE	2 x 144 + 1 x 400 + 2 x 300	5	1.288	1.030
12 JUARA / P.GAÚCHOS / N.HORIZ.	4x300+1x324+2x1700+3x2600	10	12.724	10.179
13 JUÍNA / CASTANHEIRA	1 x (2600+2752) + 4x1700 + 6 x 300	12	13.952	11.162
14 JURUENA	1 x (240+324) + 2 x (300+1250) + 3x410	9	4.894	3.915
15 LUCIARA	2 x 324 + 1 x 410 + 1 x 260	4	1.318	1.054
16 NOVA BANDEIRANTES	1 x (144 + 340 + 324+ 410) + 2 x (300 + 400)	8	2.618	2.094
17 NOVA MARINGA	1 x (160 + 260) + 3 x 300	5	1.320	1.056
18 NOVA MONTE VERDE	3 x 300 + 1 x (254+324+340+410)	7	2.228	1.782
19 NOVO SANTO ANTONIO	1 x (48 + 144 + 324)	3	516	413
20 PORTO ALEGRE DO NORTE ⁽¹⁾	2 x 300 + 1 x 410 +2 x (324 + 400)	7	2.458	1.966

	Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
21	QUERÊNCIA DO NORTE	7 x 300 + 1 x 324	8	2.424	1.939
22	RIBEIRÃO CASCALHEIRA	6 x 300	6	1.800	1.440
23	RONDOLÂNDIA	1 x (100 + 260 + 320)	3	680	544
24	SANTA CRUZ DO XINGÚ	1 x (260 + 264)	2	524	419
25	SANTA TEREZINHA	1 x 160 + 4 x 300	5	1.360	1.088
26	SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	1 x 324 + 7 x 300	8	2.424	1.939
27	SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	1 x (324 + 900) + 5 x 300 + 2 x 1250	9	5.224	4.179
28	SÃO JOSÉ DO XINGÚ ⁽¹⁾	1 x (160 + 324) + 2 x 300	4	1.084	867
29	SAPEZAL ⁽²⁾	4 x 600 + 1 x 1700 + 2 x 2868	7	9.836	7.869
30	SERRA NOVA DOURADA	1 x (48 + 260) + 2 x (144 + 160)	6	916	733
31	TABAPORÃ	3 x (300 + 400)	6	2.100	1.680
32	VILA RICA ⁽¹⁾	1 x 300 + 3 x 324 + 2 x 1700	6	4.672	3.738
TOTAL			192	97.189	77.747

Notas:

(1) Interligação entre sistemas em 30 de novembro de 2003;

(2) Interligação ao Sistema Interligado Brasileiro em outubro de 2003.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Mato Grosso é de 18,0 MW médios, correspondendo a um consumo de 47.410 mil litros de óleo diesel.

6.4 Estado do Mato Grosso do Sul

6.4.1 Capital

A Capital e parte do interior do Estado de Mato Grosso do Sul têm seus atendimentos energéticos garantidos a partir do Sistema Interligado Brasileiro.

6.4.2 Interior

No interior do Estado, a ENERSUL atende à localidade isolada de Porto Murtinho com parque térmico à base de óleo diesel.

Mercado de Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado de Porto Murtinho, da ENERSUL prevista para 2003 é 1,3 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 3,1 MWh/h, conforme apresentado no Quadro 6.4-1

Quadro 6.4-1

Carga Própria dos Sistemas da ENERSUL

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
PORTO MURTINHO	11.511	1.3	3,1

Configuração do Parque Gerador

Para atender ao mercado de Porto Murtinho, a ENERSUL conta com um Sistema Isolado, perfazendo um total de três unidades geradoras de 4,5 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 6.4-2.

Quadro 6.4-2

Configuração do Parque Gerador dos Sistemas da ENERSUL

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
PORTO MURTINHO	3 x 1500	3	4.500	3.600
TOTAL		3	4.500	3.600

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Isolado do Interior do Estado de Mato Grosso do Sul é de 1,3 MW médios, correspondendo a um consumo de 3.453 mil litros de óleo diesel.

6.5 Estado de Pernambuco

O Estado da Pernambuco possui apenas o Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha. A CELPE é a empresa responsável pelo atendimento a esta Ilha, através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

Mercado de Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha da CELPE, prevista para 2003, é 0,8 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 1,3 MWh/h, apresentados no Quadro 6.5-1.

Quadro 6.5-1

Carga Própria do Sistema de Fernando de Noronha da CELPE

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
FERNANDO DE NORONHA	6.656	0,8	1,3

Configuração do Parque Gerador

Para atender ao mercado da Ilha de Fernando de Noronha, a CELPE conta com um total de seis unidades geradoras de aproximadamente 2,3 MW de potência nominal, de acordo com o Quadro 6.5-2.

Quadro 6.5-2

Configuração do Parque Gerador de Fernando de Noronha da CELPE

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
FERNANDO DE NORONHA	1 x (354 + 328) + 4 x 408	6	2.314	1.851
TOTAL		6	2.314	1.851

Geração Térmica e Consumo de Óleo

O total de geração térmica previsto para 2003 no Sistema Isolado de Fernando de Noronha é de 0,8 MW médios, correspondendo a um consumo de 1.997 mil litros de óleo diesel.

7 Abreviaturas e Siglas

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ÓRGÃO REGULADOR DAS ATIVIDADES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

AP – AUTOPRODUTOR DE ENERGIA

BOVESA – BOA VISTA ENERGIA S.A.

BPF – ÓLEO DE BAIXO PONTO DE FLUIDEZ

CCC-ISOL – CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEIS DOS SISTEMAS ISOLADOS, ADMINISTRADA PELA ELETROBRÁS EM NOME DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

CEA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ

CCPE – COMITÊ COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

CEAM – COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS

CELPE – COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO

CEMAR – COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

CEMAT – CENTRAIS ELÉTRICAS DE MATO GROSSO

CER – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RORAIMA

CERON – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA

COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

CTEM – COMITÊ TÉCNICO DE ESTUDOS DE MERCADO

ELETROACRE – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE

ELETRONORTE – CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.

ENERSUL – EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL S.A.

GCPS – GRUPO COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

MESA – MANAUS ENERGIA S.A.

MINFRA – MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA

MLT – MÉDIA DE LONGO TERMO DO HISTÓRICO DE VAZÕES NATURAIS

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

OC – ÓLEO COMBUSTÍVEL

OC1A – ÓLEO COMBUSTÍVEL COM ALTO TEOR DE ENXOFRE

OD – ÓLEO DIESEL

PCH – PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA

PGE – ÓLEO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

PIE – PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA

PTE – ÓLEO LEVE PARA TURBINA ELÉTRICA

SIMPLES – SISTEMA DE INFORMAÇÕES DE MERCADO PARA O PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

UHE – USINA HIDRELÉTRICA

V.U. – VOLUME ÚTIL