

**GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA
REGIÃO NORTE – GTON**

**Plano de Operação para 2005
Sistemas Isolados**

GTON / CTP – 014 / 2004

DEZEMBRO / 2004

Centrais Eléctricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS
DE – Diretoria de Engenharia
DES - Departamento de Sistemas Isolados e Combustíveis
Praia do Flamengo, 66 - 6º andar - CEP – 22.210-903 - RJ
Tel.: 21 2514 - 6215 e 2514 - 6216
www.elektrobras.com
E-mail: des@elektrobras.com

Sumário

1	Introdução	1
2	Objetivo	2
3	Premissas Básicas	2
3.1.	Carga Própria	2
3.2.	Configuração dos Sistemas Isolados	4
3.3.	Consumo Específico.....	6
3.4.	Número de Horas / Dia de Fornecimento de Energia	6
3.5.	Previsões de Óleo para o Sistema Boa Vista	6
3.6.	Programa de Obras para 2005	7
4	Principais Resultados	8
4.1.	Balancos de Energia - Empresas do GTON	8
4.2.	Previsão de Geração Hidráulica e Térmica	13
4.3.	Previsão de Consumo de Óleo	16
4.4.	Montantes de Energia e Demanda para Aditamento dos Contratos de Suprimento.....	18
5	Atendimento aos Mercados de Energia da Região Norte	20
5.1.	Estado do Acre	20
5.1.1.	Capital – Sistema Rio Branco	21
5.1.2.	Interior do Estado do Acre.....	25
5.2.	Estado do Amapá.....	27
5.2.1.	Capital – Sistema Macapá	29
5.2.2.	Interior do Estado do Amapá	35
5.3.	Estado do Amazonas.....	37
5.3.1.	Capital – Sistema Manaus	38
5.3.2.	Interior do Estado do Amazonas	44
5.4.	Estado do Pará	53
5.5.	Estado de Rondônia.....	58
5.5.1.	Capital - Sistema Porto Velho	60
5.5.2.	Interior do Estado de Rondônia.....	65
5.6.	Estado de Roraima.....	70
5.6.1.	Capital – Sistema Boa Vista	72
5.6.2.	Interior do Estado de Roraima	77
5.7.	Estado de Mato Grosso	82
6	Atendimento aos Demais Mercados de Energia Isolados.....	86
6.1.	Sistema Isolado da Ilha de Camamú - Estado da Bahia.....	86
6.2.	Sistema Isolado de Batavo - Estado do Maranhão.....	87
6.3.	Estado do Mato Grosso do Sul.....	88
6.4.	Estado de Pernambuco	89
7	Abreviaturas e Siglas.....	90

1 INTRODUÇÃO

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 1,4 milhão de consumidores.

Ciente da complexidade e da função social dos Sistemas Isolados, o Estado sempre avocou a coordenação do planejamento da operação e a fiscalização do seu fiel cumprimento. Neste contexto, 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 para o ano seguinte, que fornece as diretrizes operacionais para esse exercício, cuja metodologia utilizada para sua elaboração está contemplada no relatório "Metodologias e Critérios para Elaboração dos Planos e Programas de Operação dos Sistemas Isolados", do GTON/CTP aprovado em dezembro de 1993.

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.

2 OBJETIVO

Apresentar, para 2005, as previsões 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 da Região Norte pertencentes aos 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 de geração e transmissão, dos consumos específicos das unidades geradoras, da ininterruptão 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 deste Plano de Operação.

3.1. CARGA PRÓPRIA

Este Plano considera as informações do Ciclo de Planejamento de 2004, fornecidas pelo Comitê de Estudos de Mercado - CTEM, integrante do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE. Para o ano 2005 a carga própria prevista para os Sistemas Isolados é de 11.182 GWh (1.276 MW médio), representando um crescimento médio global de 10% em relação ao verificado em 2004, conforme apresentado no Quadro 3.1-1.

Quadro 3.1-1
Previsões de Carga Própria de Energia

CONCESSIONÁRIA	Carga Própria de Energia (MWh)		(II) / (I) (%)
	Realizado 2004 (I)	Previsão 2005 (II)	
BOA VISTA ENERGIA	431.885	467.729	8
CEA	804.017	868.080	8
CEAM	746.649	822.598	10
CELPA	255.104	305.384	20
CEMAT	324.853	407.247	25
CER	91.591	106.924	17
CERON	2.116.143	2.252.707	6
ELETROACRE	595.296	652.694	10
ELETRONORTE BOA VISTA	2.493	3.026	21
ELETRONORTE PORTO VELHO	67.861	76.737	13
ELETRONORTE RIO BRANCO	7.814	9.088	16
ELETRONORTE MACAPÁ	45.327	49.714	10
TOTAL ELETRONORTE	123.495	138.565	12
MANAUS ENERGIA	4.646.282	5.093.693	10
CELPE	7.366	7.795	6
CEMAR	761	801	5
COELBA	824	835	1
ENERSUL	11.068	15.020	36
JARI CELULOSE	20.636	41.787	102
GTON	10.135.315	11.115.620	10
CELPE, CEMAR, COELBA, ENERSUL e JARI CELULOSE	40.655	66.238	63
TOTAL	10.175.970	11.181.858	10

Nota: Valores realizados em 2004. Fonte: Simples 4 – Ciclo 2004

3.2. CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS

Para fins de Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados, foi considerado o Parque Gerador informado pela ANEEL que, através do Ofício SFG/ANEEL nº 562/2004, de 19 de outubro de 2004, autorizou a operação de 325 Sistemas Isolados em 2005, totalizando 1.340 unidades geradoras térmicas e 63 hidráulicas, com 2.533 MW e 636 MW de potência nominal instalada, respectivamente, conforme apresentado nos Quadros 3.2-1, 3.2-2 e 3.2-3.

Quadro 3.2-1
Número de Sistemas por Concessionária

Concessionária	Início 2005	Final 2005	
CEA	4	4	
CEAM	95	93	(1)
CELPA	40	40	(2)
CER	94	94	(3)
CEMAT	31	30	(4)
CELPE	1	1	
CEMAR	1	1	
COELBA	1	1	
ENERSUL	1	1	
CERON	37	35	(5)
ELETROACRE	13	13	
JARI CELULOSE	3	3	
MESA	1	1	
BOVESA	1	1	
ELN-PV-RB	1	1	
ELN-MAC	1	1	
Total	325	320	

Notas:

- (1) CEAM: 6 novos sistemas em 2005: Parauá, Alterosa, Betânia, Lindóia, Moura e Santa Rita do Weill; 2 interligações em 2005: Iranduba (janeiro) e Manacapuru (maio).
- (2) CELPA: 1 novo sistemas para 2005: Vila Mandi;
- (3) CER: 5 interligações em 2004 (Cabo Sobral, Serra Grande II, Maloca das Bala, Vila Central e Pacaraima) ; 32 novos sistemas em 2005.
- (4) CEMAT: 1 interligação em 2004 (Brasnorte); interligação entre Colniza e Aripuanã).
- (5) CERON: 2 desativações em 2005 (Seringueiras e São Miguel).

Quadro 3.2-2
Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2005 – Parque Gerador Térmico

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal (kW)	
		2004	2005	2004	2005
ACRE	ELETRONORTE	24	24	94.400	94.407
	ELETROACRE	66	66	35.484	32.572
AMAPÁ	ELETRONORTE	7	30	122.800	145.800
	CEA	17	15	23.320	18.045
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	66	116	822.700	900.200
	CEAM	368	426	211.021	325.363
PARÁ	CELPA	180	155	97.992	95.614
	JARI CELULOSE	11	11	70.570	69.865
RONDÔNIA	ELETRONORTE	12	12	549.900	549.900
	CERON	154	148	90.333	101.060
RORAIMA	BOA VISTA ENERGIA	3	3	62.000	62.000
	CER	97	114	25.430	23.670
BAHIA	COELBA	5	5	1.578	1.578
MARANHÃO	CEMAR	3	3	872	872
MATO GROSSO	CEMAT	208	206	109.092	105.039
MATO G. DO SUL	ENERSUL	3	3	4.500	4.500
PERNAMBUCO	CELPE	10	3	4.934	2.730
TOTAL PARQUE TÉRMICO		1234	1340	2.326.926	2.533.215

Notas:

- No cálculo do total de unidades geradoras e da potência nominal de cada empresa foram considerados os maiores valores entre as potências autorizadas e as solicitadas pelas empresas informadas pela ANEEL no Ofício SFG nº 562/2004, de 19/10/2004.

- As diferenças entre os valores de 2005 e os de 2004, devem-se a:

- ⇒ ELETROACRE: UTE Cruzeiro do Sul – em 2004 com potência nominal de 14.560 kW e em 2005 de 11.648 kW.
- ⇒ ELETRONORTE – Sistema Macapá: ampliação da UTE Santana, acrescentando 23 MW de potência nominal (23 UG x 1 MW) a partir de 13/11/2004.
- ⇒ MESA: Em outubro/2005 entraram em operação 50 unidades geradoras do PIE CGE (UTE Flores); Estão sendo consideradas as unidades geradoras de reserva das UTEs Cidade Nova e São José (PIE CGE).
- ⇒ CERON: Desativação das unidades geradoras de Seringueiras e São Miguel.
- ⇒ CEAM: 6 novos sistemas e 2 interligações.
- ⇒ CER: 5 interligações em 2004 (Cabo Sobral, Serra Grande II, Maloca das Bala, Vila Central e Pacaraima) ; 32 novos sistemas em 2005.

Quadro 3.2-3
Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2005 – Parque Gerador Hidráulico

Estado	Concessionária	Nº de Unidades		Potência Nominal (kW)	
		UHE	PCH	UHE	PCH
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	5	-	250.000	-
RONDÔNIA	ELETRONORTE	5	-	216.000	-
	CERON	-	23	-	57.404
RORAIMA	CER	-	2	-	5.000
AMAPÁ	ELETRONORTE	3	-	75.000 ⁽¹⁾	-
MATO GROSSO	CEMAT	-	25	-	32.975
TOTAL PARQUE HIDRÁULICO		13	50	541.000	95.379

Nota: ⁽¹⁾ Prevista repotenciação da 2ª unidade geradora da UHE Coaracy Nunes para maio de 2005.

3.3. CONSUMO ESPECÍFICO

Para fins de cálculo da previsão de consumo de combustíveis, foram considerados os consumos específicos médios verificados em 2004, limitados em 0,300 l/kWh para grupos moto-geradores, e em 0,380 kg/kWh para unidades geradoras aeroderivadas e "heavy duty", tais como turbinas a gás ou a vapor.

3.4. NÚMERO DE HORAS / DIA DE FORNECIMENTO DE ENERGIA

Considerou-se 24 horas diárias de fornecimento ininterrupto de energia para todas as localidades, segundo o estipulado pela Resolução ANEEL N° 315/1998, de 01 de outubro de 1998.

3.5. PREVISÕES DE ÓLEO PARA O SISTEMA BOA VISTA

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. Entretanto, neste Plano foram previstos 16.442 m³ de óleo diesel para este sistema, sendo 15.919 m³ a título de reserva estratégica no caso de falha de interligação com o sistema venezuelano, correspondendo a aproximadamente um mês de fornecimento de energia elétrica, e mais 523 m³ a título de garantir a condição operativa das unidades de reserva, correspondendo ao consumo necessário para uma partida semanal e funcionamento por meia hora, por unidade geradora.

3.6. PROGRAMA DE OBRAS PARA 2005

Foram consideradas as alterações de configuração de sistemas informados pelas concessionárias à ANEEL, conforme apresentado no Quadro 3.7-1.

Quadro 3.7-1
Programa de Obras para 2005

Estado	Empresa	Localidade	Descrição	Data
Amapá	CEA	Pracuúba	Interligação ao Sistema Macapá da Eletronorte (caso seja incluída no Programa "Luz para Todos")	Dezembro/05
Amazonas	CEAM	Irاندuba Manacapuru Rio Preto da Eva (out/2004); Parauá; Alterosa; Betânia; Lindóia; Moura; Sta. Rita do Weill.	Interligação ao Sistema da Manaus Energia novas UTEs	Janeiro/05 Maio/05
Mato Grosso	CEMAT	Colniza e Aripuanã (*)	Interligação Aripuanã-Colniza-PCH Faxinal II e Desativação das UTE Aripuanã e Colniza	Março/05
Roraima	CER	Bismarck, Boqueirão, Malocas Anaro, Canavial, Cedro, Congresso, Constantino, Caju, Gavião, Jabuti, Javari, Juazeiro, Juruari, Lago Grande, Nova Vida, Patativa, Perdiz, Ponta da Serra, Santa Cruz, Santa Inês, Taramé, Tucumã, Way-Way I, Way-Way II, Novo Progresso, Nova Esperança II, São Sebastião, Tucano, Vila Caxias, Vila Ita, Vila Paricá e Vila São Raimundo	32 novas localidades	
Rondônia	CERON	Seringueiras e São Miguel	Interligações ao Sistema Isolado da Ceron	Dezembro/05

4 PRINCIPAIS RESULTADOS

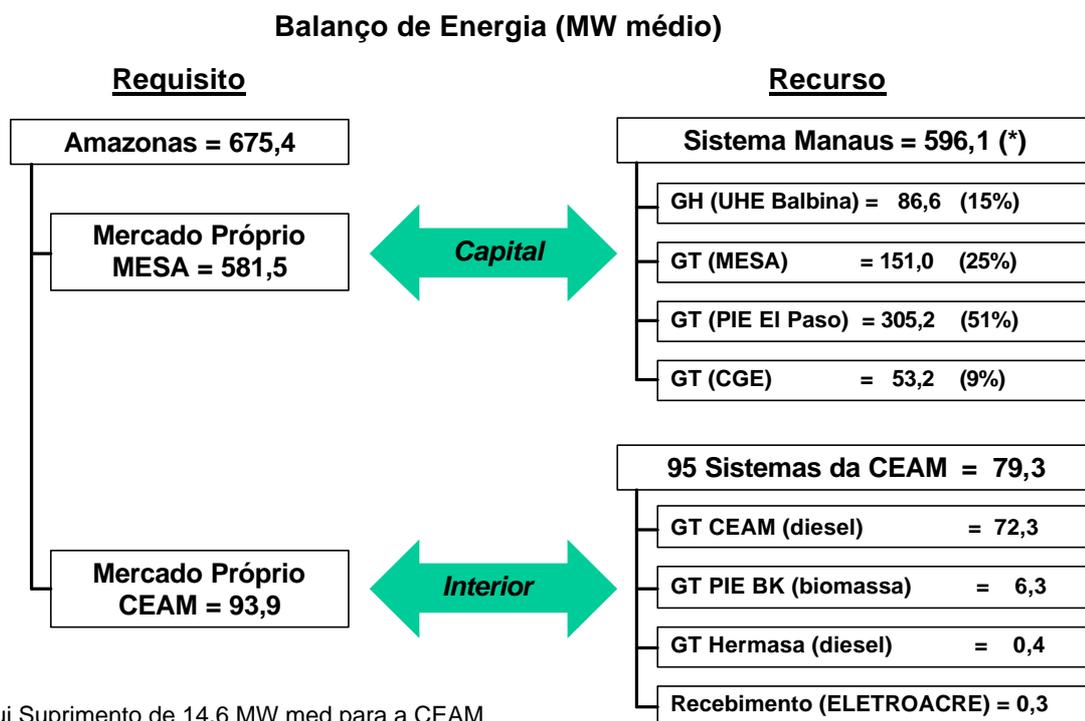
Os principais resultados apresentados neste Plano são os balanços de energia e demanda, as previsões de geração hidráulica e térmica, as quantidades de consumo de óleo e os montantes de energia e demanda para aditamento dos contratos de suprimento.

Para as capitais, encontram-se em andamento ações para garantir a oferta de geração no Sistema Manaus, bem como para garantir o atendimento à ponta no 2º semestre de 2005 no Sistema Macapá. Para as demais capitais não são previstos problemas de atendimento, mesmo com a indisponibilidade prevista ao longo de 2005 da turbina a vapor da UTE Termonorte II, no Sistema Rondônia-Acre.

4.1. BALANÇOS DE ENERGIA - EMPRESAS DO GTON

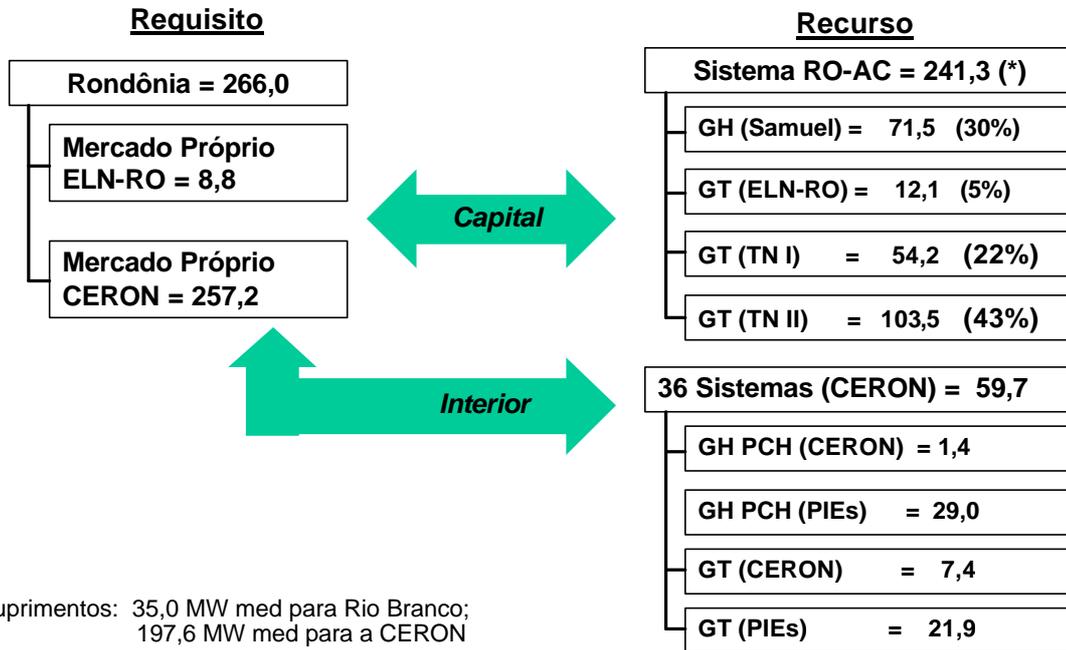
Os balanços de energia por Estado e por empresa, para 2005, são apresentados nos Quadros 4.1-1 a 4.1-7.

Quadro 4.1-1 Atendimento ao Estado do Amazonas em 2005

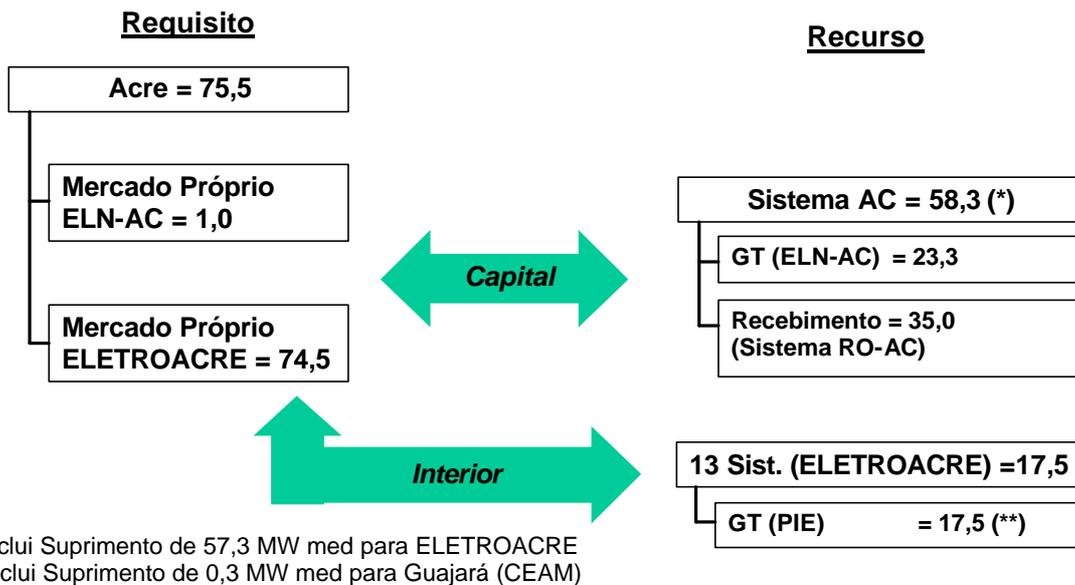


Quadro 4.1-2 Atendimento ao Estado de Rondônia em 2005

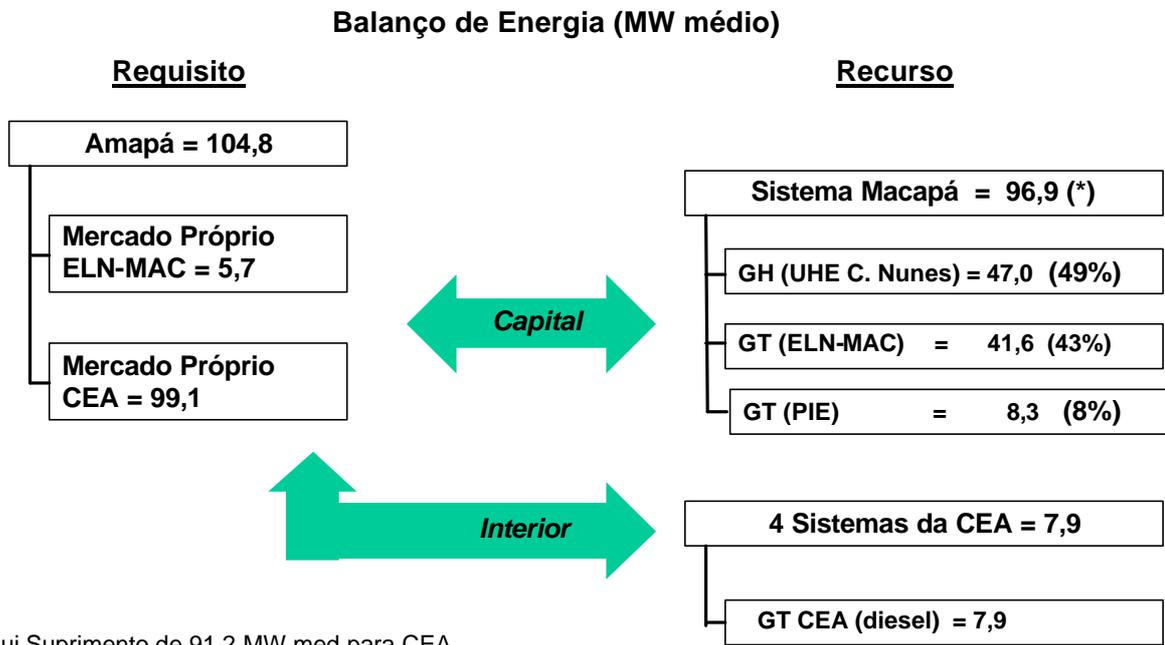
Balço de Energia (MW médio)



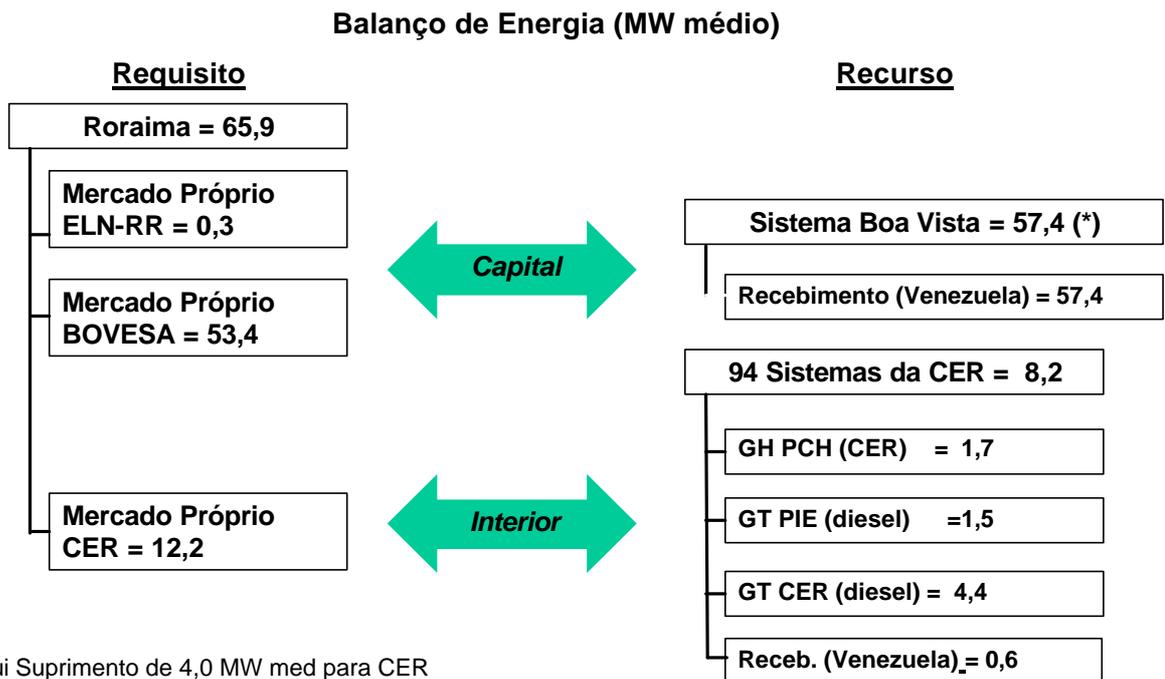
Quadro 4.1-3 Atendimento ao Estado do Acre em 2005



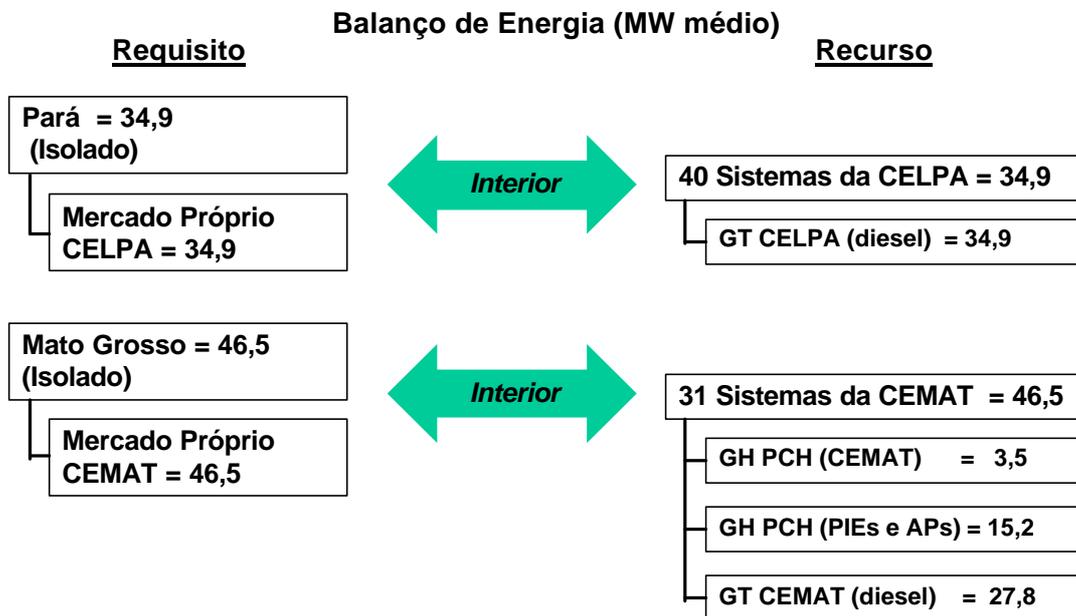
Quadro 4.1-4
Atendimento ao Estado do Amapá em 2005



Quadro 4.1-5
Atendimento ao Estado de Roraima em 2005



Quadro 4.1-6
Atendimento aos Estados do Pará e do Mato Grosso em 2005



**Quadro 4.1-7
Balanco de Energia por Empresa (MWh)**

Empresa	REQUISITO	RECURSO										
	Mercado Próprio	GH própria UHE	GH própria PCH	GH PIE/AP	GT própria	GT PIE/AP	GT FA	Recebimento 1	Recebimento 2	Suprimento 1	Suprimento 2	Total
BOVESA	467.729	-	-	-	-	-	-	502.704	-	34.975	-	467.729
CEA	868.080	-	-	-	68.782	-	-	799.298	-	-	-	868.080
CEAM	822.598	-	-	-	633.809	3.363	54.989	127.686	2.751	-	-	822.598
CELPA	305.384	-	-	-	305.384	-	-	-	-	-	-	305.384
CEMAT	407.247	-	30.708	133.532	243.007	-	-	-	-	-	-	407.247
CER	106.924	-	15.197	-	38.909	13.323	-	34.975	4.520	-	-	106.924
CERON	2.252.707	-	12.000	253.737	49.414	191.323	-	1.730.939	-	-	-	2.237.413
ELETROACRE	652.694	-	-	-	-	153.569	-	195.276	306.600	2.751	-	652.694
ELETRONORTE-RR	3.026	-	-	-	-	-	-	505.730	-	502.704	-	3.026
ELETRONORTE-RO	76.737	626.400	-	-	106.059	1.381.817	-	-	-	1.730.939	306.600	76.737
ELETRONORTE-AC	9.088	-	-	-	204.364	-	-	-	-	195.276	-	9.088
ELETRONORTE-AP	49.714	411.984	-	-	364.548	72.480	-	-	-	799.298	-	49.714
MESA	5.093.693	758.880	-	-	1.323.058	3.139.441	-	-	-	127.686	-	5.093.693
CELPE	7.795	-	-	-	7.795	-	-	-	-	-	-	7.795
CEMAR	801	-	-	-	801	-	-	-	-	-	-	801
COELBA	835	-	-	-	835	-	-	-	-	-	-	835
ENERSUL	15.020	-	-	-	15.020	-	-	-	-	-	-	15.020
JARI CELULOSE	41.787	-	-	-	41.787	-	-	-	-	-	-	41.787
TOTAL GTON	11.115.620	1.797.264	57.905	387.269	3.352.627	4.955.316	54.989	3.896.608	313.871	3.393.629	306.600	11.115.620
DEMAIS	66.238	-	-	-	66.238	-	-	-	-	-	-	66.238
TOTAL	11.181.858	1.797.264	57.905	387.269	3.403.571	4.955.316	54.989	3.896.608	313.871	3.393.629	306.600	11.181.858

Nota: A previsão de GT própria da CERON não inclui 15.294 MWh que foram inicialmente previstos a título de suprimento da ELETRONORTE e que, após a aprovação deste Plano no âmbito do GTON, a CERON reduziu este valor do montante de energia a ser comprada da ELETRONORTE.

4.2. PREVISÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA

A previsão de geração hidráulica de UHE resultante dos estudos de otimização energética é 205 MW médio, 4% inferior à verificada em 2004 devido, principalmente, à elevada geração hidráulica verificada na UHE Samuel em 2004 (84 MW médio), decorrente de problemas de fornecimento de óleo PTE, bem como à quebra da turbina a vapor do PIE Termonorte II. Para compensar estes fatos ocorridos em 2004, foi necessária a elevação do despacho de geração na UHE Samuel, tendo sido utilizado todo seu volume útil e parte de seu volume morto ao final do período seco.

Destaca-se o aumento da oferta de geração de PCH para 2005, com um crescimento de, aproximadamente, 22% em relação ao Plano de Operação/2004, em função da entrada em operação das PCH Rio Branco e Primavera (CERON) e Faxinal II (CEMAT).

A previsão de geração térmica resultante dos balanços de energia é 12% superior à verificada em 2004 devido aos seguintes fatores:

- ⇒ total da carga própria dos sistemas isolados prevista para 2005 10% superior à verificada em 2004;
- ⇒ total de geração hidráulica prevista para 2005 4% inferior à verificada em 2004, conforme justificado anteriormente;
- ⇒ a geração hidráulica das UHE Balbina e Coaracy Nunes prevista no Plano de Operação/2005 é praticamente igual à verificada em 2004, em razão da expectativa de aflúências desfavoráveis à UHE Balbina também em 2005 (80% MLT) e, no caso da UHE Coaracy Nunes, em função da parada longa (6 meses) da unidade geradora 1 para repotenciação de 20 para 25 MW, da mesma forma como ocorrido com a unidade 2 em 2004;
- ⇒ é previsto um aumento de 13% da geração térmica para o Sistema Manaus para fazer face ao aumento de 10% da carga própria e redução de 2% da previsão de geração hidráulica da UHE Balbina, conforme justificativa anterior;
- ⇒ Sistema Porto Velho - é previsto um aumento de 15% da geração térmica para cobrir a redução de 14% da geração hidráulica, conforme justificativas apresentadas anteriormente, e o crescimento do suprimento da ELETRONORTE para a CERON e para a ELETROACRE. Cabe ressaltar que em virtude da indisponibilidade da turbina a vapor do PIE TERMONORTE II é previsto um acréscimo de geração térmica, a óleo PTE, da ordem de 30 MW médios;

⇒ No caso da Enersul, Celpe, Cemar, Coelba e Jari Celulose, o aumento da geração térmica previsto é para fazer face ao crescimento previsto da carga própria em 2005.

Nos Quadros 4.2-1 e 4.2-2 são apresentadas as previsões de geração hidráulica e térmica.

Quadro 4.2-1 **Previsão de Geração Hidráulica e Térmica**

Previsão de Geração (MW médio)				
Tipo		Verificado 2004	Plano 2005	Variação (%)
Hidráulica	UHE	215	205	- 4
	PCH	42	51	22
Total de Geração Hidráulica (GH) ⁽¹⁾		257	256	-
Térmica a óleo	Diesel	333	397	12
	PTE	312	366	14
	Combustível	65	68	4
	PGE	134	128	- 5
Total de Geração Térmica (GT) a óleo ⁽²⁾		844	959	12
Total de Geração Térmica (GT) de Fonte a Biomassa		6	6	-
GH + GT		1.107	1.221	10
Importação de Energia (Venezuela)		53	55	-
GH + GT + Importação		1.160	1.276	10

Notas:

⁽¹⁾ UHE Balbina = 758.880 MWh; UHE Samuel = 626.400 MWh; UHE Coaracy Nunes = 411.984 MWh

⁽²⁾ Inclui 41.892 MWh de Reserva Estratégica no caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano e 1.376 MWh por necessidade de Sistema para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva, totalizando 43.268 MWh.

Quadro 4.2-2
Disponibilidade de Geração das UHE e PCH por Empresa (MWh)

Concessionária	UHE / PCH	2004	2005
Manaus Energia	UHE Balbina	879.840	758.880
Eletronorte – P.Velho	UHE Samuel	671.705	626.400
Eletronorte – Macapá	UHE Coaracy Nunes	409.824	411.984
CER	Alto Jatapu	15.000	15.197
CERON	Rio Vermelho (Ceron)	12.000	12.000
	Castaman I, II e III	22.000	22.000
	Cassol	23.000	23.000
	Cabixi I e II	41.000	41.000
	Ruttman	1.000	1.300
	Alta Floresta	25.000	25.000
	Cachoeira	52.800	52.800
	Altoé I e II	8.000	8.000
	Monte Belo	24.000	24.000
	Rio Branco	15.777	43.770
	Primavera	-	12.867
	Total		224.577
CEMAT	Juína (Cemat)	24.452	24.078
	Aripuanã (Cemat)	6.531	6.630
	Sta. Lúcia I + Sapezal + Tucunaré	28.645	7.565
	Sta. Lúcia II	34.516	63.501
	Massuti	3.503	5.541
	Galera	2.652	4.209
	Faxinal	10.993	11.376
	Margarida	3.000	3.000
	Prata	12.016	9.403
	Faxinal II	-	28.937
	Total		126.308
TOTAL UHE		1.961.369	1.797.264
TOTAL PCH		365.885	445.174
TOTAL UHE + PCH		2.327.254	2.242.438

4.3. PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO

Para 2005 as quantidades previstas de óleo diesel, óleo PTE e óleo combustível são superiores às compras verificadas em 2004 em 14%, 29% e 7%, respectivamente, enquanto que a quantidade de óleo PGE prevista é praticamente a mesma (-2 %) que a autorizada em 2004. Essas diferenças decorrem, principalmente, do aumento da carga própria, da redução da previsão de geração hidráulica na UHE Samuel, bem como da operação em ciclo aberto do PIE Termonorte II, devido à indisponibilidade durante o ano de 2005 da turbina a vapor.

Contribuíram também para esses percentuais os seguintes fatores:

- CEA : previsão de crescimento da carga própria de Laranjal do Jarí e de Oiapoque;
- CELPA: previsão de crescimento da carga própria de Novo Progresso e de Castelo dos Sonhos;
- ELETRONORTE – Sistema Porto Velho: elevação do suprimento de Porto Velho para Rio Branco de 30 para 35 MW méd; perda da turbina a vapor do PIE Termonorte II, representando acréscimo de geração com óleo de, aproximadamente, 50 MW méd, assumidos pela geração a ciclo aberto da Termonorte II (óleo PTE) e pela geração na UTE Rio Madeira (óleo diesel);
- MESA/CGE: previsão de crescimento da carga própria de 10% que será assumido, basicamente, pelo aumento de geração térmica, uma vez que a geração hidráulica prevista para a UHE Balbina é praticamente igual à verificada em 2004;
- ENERSUL: previsão de crescimento da carga própria de 36%, em função da instalação de um frigorífico na localidade de Porto Murtinho;
- JARI CELULOSE: previsão de crescimento da carga própria de 102%, em função da instalação de uma indústria química na região, representando igual aumento da geração térmica.

Nos Quadros 4.3-1 e 4.3-2 são apresentadas a previsão de geração térmica e consumo de óleo por concessionária para 2005.

**Quadro 4.3-1
Previsão de Geração Térmica e Consumo de Óleo por Concessionária em 2005**

Concessionária	Tipo de Óleo	Geração (MWh)	Quantidade	
BOVESA	Diesel	43.268	16.442	
CEA	Diesel	68.782	20.635	
CEAM	Diesel	637.172	191.152	
CELPA	Diesel	305.384	91.615	
CEMAT	Diesel	243.007	72.902	
CER	Diesel	52.232	15.670	
CERON	Diesel	240.738	72.221	
ELETROACRE	Diesel	153.569	46.071	
ENORTE	P.Velho	Diesel	581.114	159.066
	P.Velho	PTE	906.762	344.570
	R. Branco	Diesel	204.364	77.369
	Macapá	Diesel	437.028	125.169
MANAUS ENERGIA	PTE	2.305.755	787.880	
	PGE	1.117.557	229.099	
	Combustível	573.447	189.238	
CGE	Diesel	465.740	125.750	
CELPE	Diesel	7.795	2.339	
CEMAR	Diesel	801	240	
COELBA	Diesel	835	251	
ENERSUL	Diesel	15.020	4.506	
JARI CELULOSE	Diesel	20.307	6.092	
JARI CELULOSE	Combustível	21.480	6.444	
TOTAL	Diesel	3.477.156	1.027.488	
	PTE	3.212.517	1.132.450	
	Combustível	594.927	195.682	
	PGE	1.117.557	229.099	
TOTAL DE GERAÇÃO TÉRMICA		8.402.156	-	

Nota: Diesel e PTE em 1000 l; PGE e Combustível em toneladas.

**Quadro 4.3-2
Comparação de Consumo de Óleo – 2004x 2005**

Previsão de Consumo de Óleo			
Tipo	Verificado 2004	Plano 2005	Varição (%)
Consumo de Óleo Diesel (x 10 ⁶ litros)	902	1.027	14
Consumo de Óleo PTE (x 10 ⁶ litros)	879	1.132	29
Consumo de Óleo Combustível (x 10 ³ ton)	184	196	7
Consumo de Óleo PGE (x 10 ³ ton)	234	229	-2

Nota: Inclui 16.442 mil litros de óleo diesel para o Sistema Boa Vista, dos quais 15.919 mil litros correspondem à reserva estratégica (aproximadamente um mês de atendimento) a ser utilizada no caso de falha da interligação com o Sistema venezuelano e 523 mil para garantir a condição operativa das unidades geradoras de reserva da UTE Floresta (uma partida semanal com duração de 30 minutos).

4.4. MONTANTES DE ENERGIA E DEMANDA PARA ADITAMENTO DOS CONTRATOS DE SUPRIMENTO

Os montantes de energia para fins de aditamento contratual deverão ser acordados entre as empresas supridoras e as receptoras, com base nos valores previstos pelo CCPE, no ciclo 2001, e nos valores atualizados pelo GTON para 2005.

No Quadro 4.4-1 são apresentados 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 2001 e os previstos pelo GTON para 2005, que servem como referência para o aditamento dos referidos contratos de suprimento.

Quadro 4.4-1

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

Supridora	Recebadora	CCPE (Ciclo 2001)	GTON (2005)
ELETRONORTE	CEA	831.324	799.298
	CERON	1.354.296	1.730.939
	ELETROACRE	500.196	501.876
MANAUS ENERGIA	CEAM	258.420	127.686
BOA VISTA ENERGIA	CER	21.024	34.975

Nos Quadros 4.4-2 e 4.4-3 são apresentados os montantes mensais de suprimento de energia e demanda, respectivamente, previstos para 2005 entre as empresas citadas anteriormente.

Quadro 4.4-2
Montantes Mensais de Suprimento de Energia para 2005 (MWh)

Supridora	ELETRONORTE			BOVESA	MESA
Recebedora	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Janeiro	63.485	132.822	41.794	2.611	4.659
Fevereiro	54.882	123.550	38.389	2.637	6.715
Março	61.211	137.255	43.001	2.686	6.453
Abril	62.298	138.989	41.616	2.731	7.035
Mai	66.056	146.653	37.348	2.782	12.068
Junho	63.633	139.576	37.807	2.833	11.950
Julho	66.748	148.819	40.301	2.905	12.420
Agosto	69.122	153.192	40.872	2.990	12.702
Setembro	70.704	149.893	42.298	3.070	13.517
Outubro	72.879	161.849	47.191	3.154	14.141
Novembro	73.720	147.626	44.651	3.242	13.003
Dezembro	74.560	150.716	46.608	3.334	13.023
TOTAL	799.298	1.730.939	501.876	34.975	127.686

Quadro 4.4-3
Montantes Mensais de Suprimento de Demanda para 2005 (kW)

Supridora	ELETRONORTE			BOVESA	MESA
Recebedora	CEA	CERON	ELETROACRE	CER	CEAM
Janeiro	106.162	253.461	75.632	4.989	8.202
Fevereiro	98.068	256.334	74.815	5.046	13.789
Março	102.359	257.597	78.361	5.124	14.774
Abril	107.609	271.615	81.192	5.191	15.665
Mai	110.700	269.432	76.691	5.274	23.907
Junho	109.957	267.019	75.284	5.300	20.139
Julho	112.074	271.385	75.443	5.374	26.387
Agosto	115.543	271.270	78.372	5.448	23.675
Setembro	122.174	276.555	81.020	5.589	26.333
Outubro	121.871	292.871	83.553	5.727	29.198
Novembro	127.661	286.436	83.544	5.866	27.877
Dezembro	124.856	287.930	82.718	6.054	28.347
MÁXIMA	127.661	292.871	83.553	6.054	29.198

5 ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DA REGIÃO NORTE

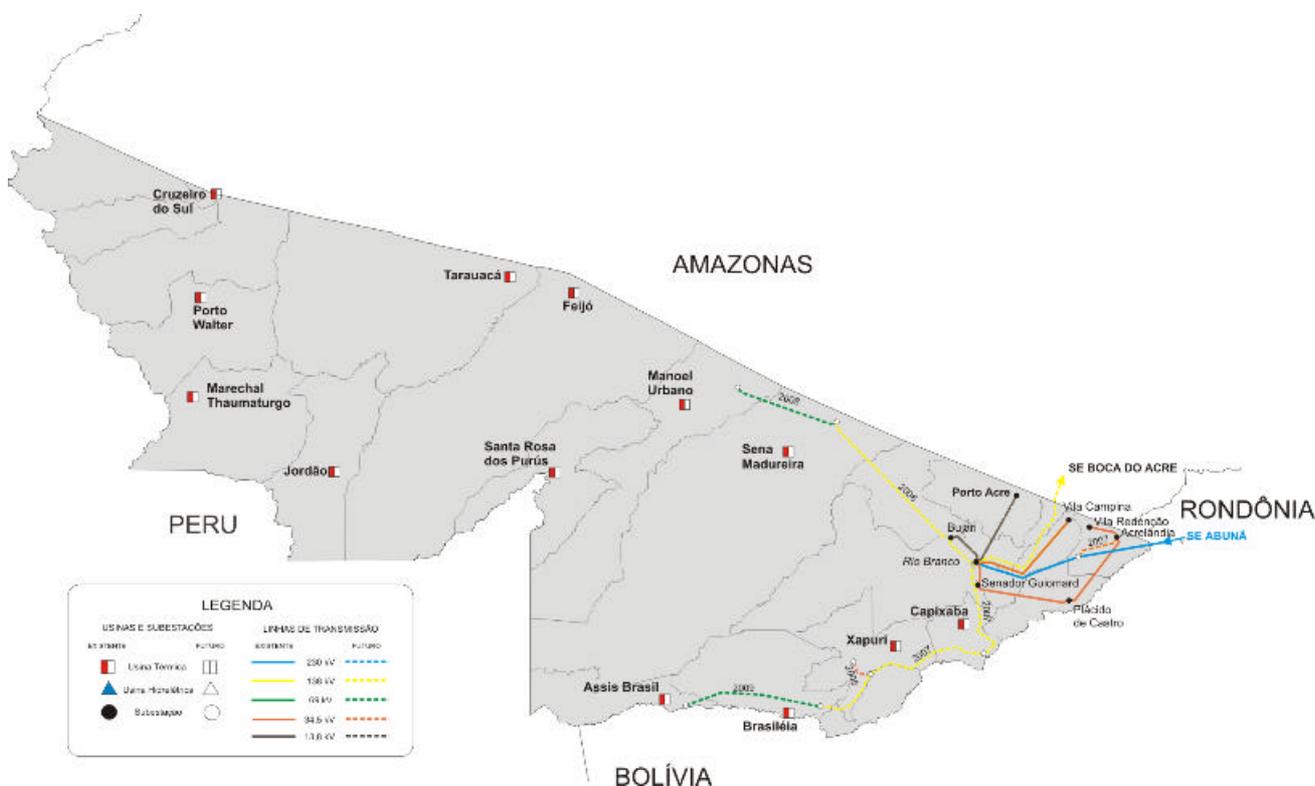
5.1. ESTADO DO ACRE

A ELETROACRE é a Concessionária federalizada 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 ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão na capital, bem como pelo suprimento às cidades de Senador Guiomard, Plácido de Castro, Bujari, Porto Acre, Acrelândia e Vila Campinas.

A carga própria de energia do Estado do Acre (capital e interior) prevista para 2005 é da ordem de 74,8MW médio, com a seguinte distribuição por classe de consumo: residencial: 43%; comercial: 22%; poder público: 14%; industrial: 6%; demais classes (rural, iluminação pública, serviço público e consumo próprio): 15%.

Figura 5.1-1
Sistemas Isolados do Estado do Acre



5.1.1. CAPITAL – SISTEMA RIO BRANCO

Carga Própria

A carga própria prevista para o Sistema Rio Branco em 2005 é de 510.965 MWh (58,3 MW médio), correspondendo a uma demanda máxima de 85 MW. No Quadro 5.1-1 são apresentados os valores mensais do Sistema Rio Branco.

Quadro 5.1-1
Carga Própria do Sistema Rio Branco

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kW)
Janeiro	42.551	76.960
Fevereiro	39.085	76.150
Março	43.780	79.727
Abril	42.369	82.558
Mai	38.024	77.878
Junho	38.492	76.525
Julho	41.031	76.723
Agosto	41.612	79.671
Setembro	43.064	82.409
Outubro	48.045	85.052
Novembro	45.460	85.010
Dezembro	47.452	84.199
2005	510.965	85.052

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Rio Branco é de natureza puramente térmica, possuindo 24 unidades geradoras a óleo diesel, totalizando uma potência nominal instalada de 94,4 MW e efetiva de 78,2MW, pertencentes à ELETRONORTE.

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

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
TOTAL				24	94,4	78,2

Balanços de Energia e Demanda

Os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE no Sistema Rio Branco são apresentados nos Quadros 5.1-3 e 5.1-4, respectivamente, assim como os balanços de energia e de demanda da ELETROACRE no Sistema Rio Branco são apresentados nos Quadros 5.1-5 e 5.1-6, respectivamente. As premissas adotadas nos balanços de energia e demanda da ELETRONORTE no Sistema Rio Branco levam em consideração o mercado de carga própria de energia e demanda aprovado pelo CCPE/CTEM, e as manutenções programadas.

Quadro 5.1-3 Balanço de Energia da ELETRONORTE em Rio Branco (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento ELETROACRE	Carga Própria	Geração	Recebimento de ELN-PV	Total	
Janeiro	757	41.794	42.551	16.511	26.040	42.551	0
Fevereiro	696	38.389	39.085	15.565	23.520	39.085	0
Março	779	43.001	43.780	17.740	26.040	43.780	0
Abril	753	41.616	42.369	17.169	25.200	42.369	0
Mai	676	37.348	38.024	11.984	26.040	38.024	0
Junho	685	37.807	38.492	13.292	25.200	38.492	0
Julho	730	40.301	41.031	14.991	26.040	41.031	0
Agosto	740	40.872	41.612	15.572	26.040	41.612	0
Setembro	766	42.298	43.064	17.864	25.200	43.064	0
Outubro	854	47.191	48.045	22.005	26.040	48.045	0
Novembro	809	44.651	45.460	20.260	25.200	45.460	0
Dezembro	844	46.608	47.452	21.412	26.040	47.452	0
TOTAL	9.089	501.876	510.965	204.365	306.600	510.965	0

Nota: No balanço de energia da ELETRONORTE em Rio Branco, não é previsto déficit para 2005.

**Quadro 5.1-4
Balanco de Demanda da ELETRONORTE em Rio Branco (kW)**

Mês	Requisito			Recurso Bruto			Reduções		Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Mercado Próprio	Suprim. EACRE	Total	Recehim. ELN-PV	GT	Total	Manut.	Restrição GT			
Janeiro	1.328	75.632	76.960	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	31.090	13.690
Fevereiro	1.335	74.815	76.150	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	31.900	14.500
Março	1.366	78.361	79.727	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	28.323	10.923
Abril	1.366	81.192	82.558	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	25.492	8.092
Mai	1.187	76.691	77.878	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	30.172	12.772
Junho	1.241	75.284	76.525	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	31.525	14.125
Julho	1.280	75.443	76.723	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	31.327	13.927
Agosto	1.299	78.372	79.671	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	28.379	10.979
Setembro	1.389	81.020	82.409	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	25.641	8.241
Outubro	1.499	83.553	85.052	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	22.998	5.598
Novembro	1.466	83.544	85.010	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	23.040	5.640
Dezembro	1.481	82.718	84.199	70.000	78.200	148.200	37.350	2.800	108.050	23.851	6.451

Nota: No balanço de demanda da ELETRONORTE em Rio Branco, não é previsto déficit para 2005.

**Quadro 5.1-5
Balanco de Energia da ELETROACRE no Sistema Rio Branco (MWh)**

Mês	Requisito			Recurso				Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recehim. ELN-PV	Recehim. ELN-RB	Total	
Janeiro	41.794	0	41.794	0	26.040	15.754	41.794	0
Fevereiro	38.389	0	38.389	0	23.520	14.869	38.389	0
Março	43.001	0	43.001	0	26.040	16.961	43.001	0
Abril	41.616	0	41.616	0	25.200	16.416	41.616	0
Mai	37.348	0	37.348	0	26.040	11.308	37.348	0
Junho	37.807	0	37.807	0	25.200	12.607	37.807	0
Julho	40.301	0	40.301	0	26.040	14.261	40.301	0
Agosto	40.872	0	40.872	0	26.040	14.832	40.872	0
Setembro	42.298	0	42.298	0	25.200	17.098	42.298	0
Outubro	47.191	0	47.191	0	26.040	21.151	47.191	0
Novembro	44.651	0	44.651	0	25.200	19.451	44.651	0
Dezembro	46.608	0	46.608	0	26.040	20.568	46.608	0
TOTAL	501.876	0	501.876	0	306.600	195.276	501.876	0

Nota: No balanço de energia da ELETROACRE para atendimento ao seu mercado próprio em Rio Branco, não é previsto déficit para 2005

**Quadro 5.1-6
Balanco de Demanda da ELETROACRE no Sistema Rio Branco (kW)**

Mês	Requisito			Recurso				Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recehim. ELN-PV	Recehim. ELN-RB	Total	
Janeiro	75.632	0	75.632	0	70.000	5.632	75.632	0
Fevereiro	74.815	0	74.815	0	70.000	4.815	74.815	0
Março	78.361	0	78.361	0	70.000	8.361	78.361	0
Abril	81.192	0	81.192	0	70.000	11.192	81.192	0
Mai	76.691	0	76.691	0	70.000	6.691	76.691	0
Junho	75.284	0	75.284	0	70.000	5.284	75.284	0
Julho	75.443	0	75.443	0	70.000	5.443	75.443	0
Agosto	78.372	0	78.372	0	70.000	8.372	78.372	0
Setembro	81.020	0	81.020	0	70.000	11.020	81.020	0
Outubro	83.553	0	83.553	0	70.000	13.553	83.553	0
Novembro	83.544	0	83.544	0	70.000	13.544	83.544	0
Dezembro	82.718	0	82.718	0	70.000	12.718	82.718	0

Nota: No balanço de demanda da ELETROACRE em Rio Branco, não é previsto déficit para 2005.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

No Quadro 5.1-7 são apresentados os valores previstos de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas do Sistema Rio Branco em 2005.

**Quadro 5.1-7
Previsão de Geração e Consumo de Óleo para o Sistema Rio Branco em 2005**

Previsão de Geração Térmica (MW médio)	23,3 MW médio		
	Empresa	UTE	Previsão de Geração
	ELETRONORTE	RIO BRANCO I	0,4
		RIO BRANCO II	-
RIO ACRE		22,9	
Previsão de Consumo de Óleo Diesel (mil litros)	77.369 mil litros		
	Empresa	UTE	Previsão de Consumo
	ELETRONORTE	RIO BRANCO I	1.086
		RIO BRANCO II	-
RIO ACRE		76.283	

5.1.2. INTERIOR DO ESTADO DO ACRE

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 antecipação da entrega do combustível no início de cada ano, devido a restrições de logística, em razão da impossibilidade de navegação nos rios da região durante a maior parte do ano.

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE prevista para 2005 é de 17,2 MW médio (não inclui o suprimento de 0,3 MW médio do Sistema Cruzeiro do Sul para o Sistema Guajará da CEAM), correspondendo a uma demanda máxima de 27,3 MW. No Quadro 5.1-8 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da ELETROACRE monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.1-8

Carga Própria dos Sistemas da ELETROACRE

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ASSIS BRASIL	2.450	0,3	0,5
BRASILÉIA	23.006	2,6	4,4
CRUZEIRO DO SUL	67.577	7,7	11,5
FEIJÓ	9.217	1,1	1,6
PORTO WALTER	1.191	0,1	0,0
SENA MADUREIRA	18.104	2,1	3,6
TARAUACÁ	11.433	1,3	2,1
XAPURI	7.852	0,9	1,6
TOTAL MONITORADO	140.830	16,1	25,3
TOTAL DAS DEMAIS LOCALIDADES	9.988	1,1	2,0
TOTAL DA ELETROACRE (INTERIOR)	150.818	17,2	27,3
% MONITORADO	93%		

Configuração do Parque Gerador

A ELETROACRE dispõe de 66 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 32,6 MW de potência nominal instalada nos seus 13 Sistemas Isolados, conforme apresentado no Quadro 5.1-9.

Quadro 5.1-9

Configuração do Parque Gerador da ELETROACRE

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ASSIS BRASIL	A- 3 x 393	3	1.179	943
2 EPITACIOLÂNDIA	A - 6 x 786	6	4.716	4.009
	S - 6 x 844,8			
3 CAPIXABA	A- 6 x 112	6	672	538
4 CRUZEIRO DO SUL	A- 14 x 832	14	11.648	11.648
5 FEIJÓ	A- 5 x 517	5	2.585	2.067
6 JORDÃO	A- 2 x (53,6 + 62,4)	4	232	186
7 MANOEL URBANO	A- 2 x (112+393)	4	1.010	808
8 PORTO WALTER	A- 3 x 112	3	336	269
9 STA. ROSA DO PURUS	A-4 x 62	4	248	198
10 SENA MADUREIRA	A- 5 x 786	5	3.930	3.144
11 TARAUCÁ	A- 4 x 786	4	3.144	2.515
12 THAUMATURGO	A- 1 x 63 + 2 x 112	3	287	230
13 XAPURI	A-5 x 517	5	2.585	2.068
TOTAL		66	32.572	28.623

Nota: As treze usinas pertencem ao PIE GUASCOR.

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da ELETROACRE

Total do requisito: 17,2 MW médio.

Total do recurso: 17,5 MW médio de geração térmica do PIE GUASCOR a óleo diesel (inclui o suprimento de 0,3 MW médio de Cruzeiro do Sul para Guajará- CEAM).

Previsão de consumo de óleo diesel: 46.071 mil litros.

5.2. ESTADO DO AMAPÁ

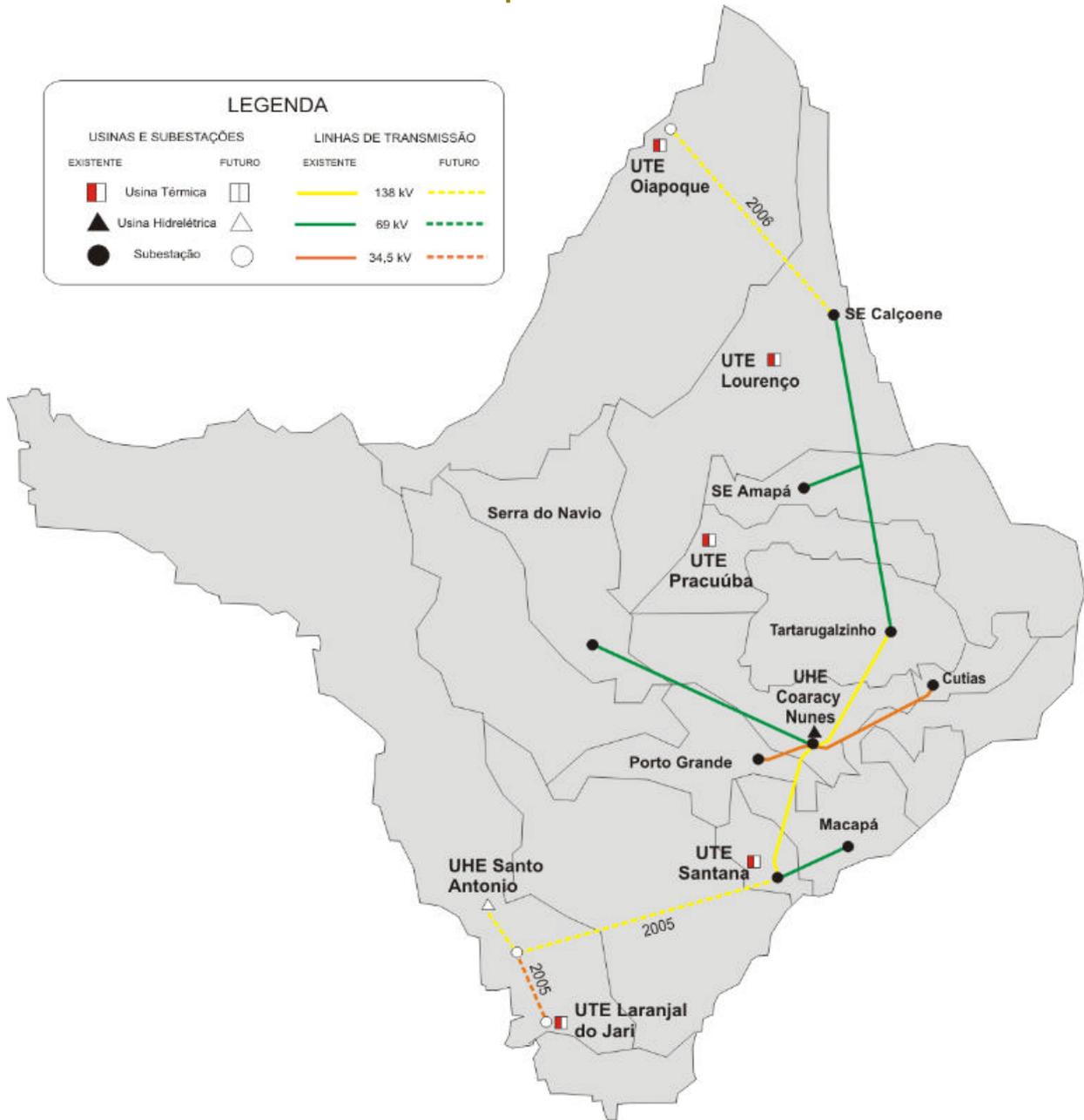
A CEA é a responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e pela geração, transmissão e distribuição nos 4 sistemas isolados, puramente térmicos a óleo diesel, no interior do Estado.

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Isolado de Macapá que supre energia elétrica para a capital e para as cidades de Santana, Mazagão, Porto Grande, Ferreira Gomes, Serra do Navio, Água Branca do Amapari, Cutias, Itaubal do Pírim, Tartarugalzinho, Amapá e Calçoene.

A carga própria de energia do Estado do Amapá (capital e interior) prevista para 2005 é de 104,8 MW médio, com a seguinte distribuição por classe de consumo: residencial: 47%; comercial: 19%; poder público: 16%; industrial: 6%; demais classes (rural, iluminação pública, serviço público e consumo próprio): 12%.

A Figura 5.2-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amapá.

Figura 5.2-1
Sistemas Isolados do Estado do Amapá



5.2.1. CAPITAL – SISTEMA MACAPÁ

Carga Própria

A carga própria do Sistema Macapá prevista pelo CCPE/CTEM para 2005 é de 849.010 MWh (96,9 MW médio), correspondendo a uma demanda máxima de 136 MW. No Quadro 5.2-1 são apresentados os valores mensais do Sistema Macapá.

Quadro 5.2-1
Carga Própria do Sistema Macapá

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kW)
Janeiro	67.433	113.180
Fevereiro	58.295	104.785
Março	65.018	109.125
Abril	66.173	114.725
Maió	70.165	118.002
Junho	67.591	117.225
Julho	70.899	119.452
Agosto	73.421	123.184
Setembro	75.101	130.250
Outubro	77.412	129.927
Novembro	78.305	136.082
Dezembro	79.197	133.098
2005	849.010	136.082

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Macapá dispõe de um parque gerador hidrotérmico constituído pela UTE Santana, com 122,8 MW de potência nominal (115,3 MW de potência efetiva), incluindo 23 MW de potência nominal, correspondente à expansão contratada pela ELETRONORTE (23 x 1 MW) durante o período de repotenciação da UHE Coaracy Nunes com 75 MW e que, após a conclusão do programa de repotenciação da unidade segunda unidade, previsto para maio de 2005, passará a dispor de 80 MW.

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 x 20 + 1 x 25 + 1 x 30	3	75,0	75,0
			Repotenciação da 2ªUG ⁽¹⁾	-	5,0	5,0
TÉRMICA	SANTANA	DIESEL	3 x 20,0 + 4 x 15,7	7	122,8	115,3
			Expansão 23 x 1,0	23	23,0	23,0
TOTAL				33	225,8	218,3

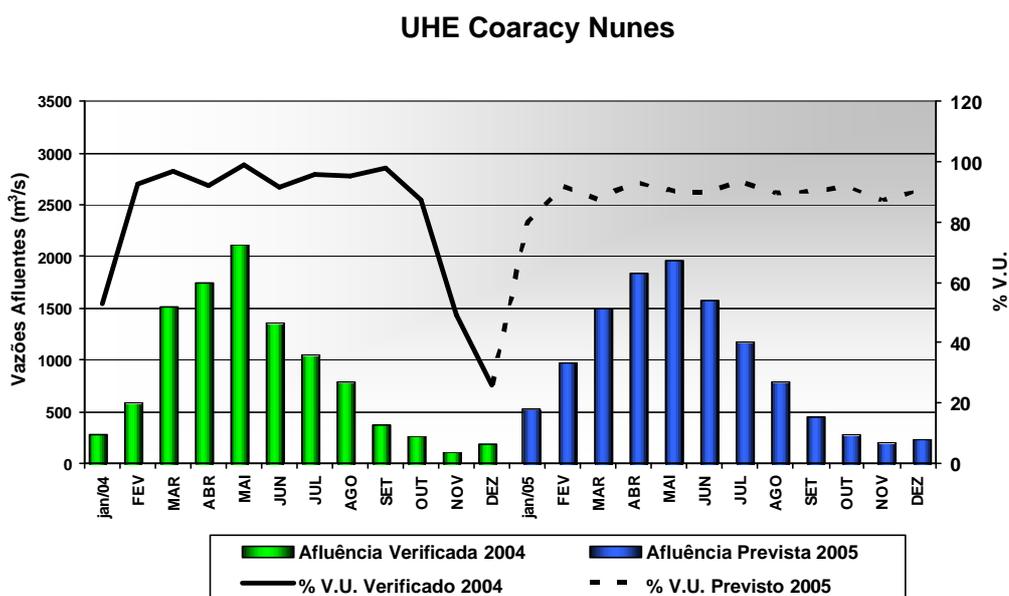
Nota: ⁽¹⁾ Prevista repotenciação da 2ª unidade geradora da UHE Coaracy Nunes para maio de 2005.

Operação da UHE Coaracy Nunes

Como resultado dos estudos de otimização energética do Sistema hidrotérmico de Macapá foi obtida uma geração para a UHE Coaracy Nunes de 47 MW médio, considerando-se uma afluência prevista de 100% MLT. O Gráfico 5.2-1 ilustra a simulação da operação da UHE Coaracy Nunes para 2005.

Gráfico 5.2-1

UHE Coaracy Nunes - Valores Verificados em 2004 e Previstos para 2005



Balanços de Energia e Demanda

Nos Quadros 5.2-3 a 5.2-6 são apresentados os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CEA, respectivamente, para o Sistema Macapá. As premissas adotadas nesses balanços consideraram além do mercado de carga própria aprovado pelo CCPE/CTEM, as seguintes premissas:

- Cronograma de manutenção: 36MW de janeiro a abril e 20 MW em maio;
- Perdas por deplecionamento do reservatório da UHE Coaracy Nunes, representado uma redução de 4 MW de janeiro a maio, 5 MW de junho a setembro e 4 MW de outubro a dezembro;
- Reserva de regulação de 5 MW (UHE Coaracy Nunes) de janeiro a maio e 7 MW junho a dezembro;
- Restrição de geração hidráulica de 46 MW de outubro a dezembro, em função da redução das vazões afluentes ao reservatório da UHE Coaracy Nunes que tradicionalmente ocorrem nesse período do ano;
- Restrição de geração térmica, 10 MW de janeiro a abril e 12 MW de maio a setembro;
- Para o critério de perda na maior máquina adotou-se a unidade de 30 MW da UHE Coaracy Nunes no período de janeiro a outubro e a unidade de 18,5 MW da UTE Santana de novembro a dezembro, em função da restrição de geração da UHE Coaracy Nunes.

Com base nestas premissas foi obtido um déficit no balanço de demanda no último trimestre de 2005 de 33 MW, no caso de perda da maior unidade geradora, indicando a necessidade de expansão.

Quadro 5.2-3
Balanco de Energia da ELETRONORTE em Macapá (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento a CEA	Carga Própria	UHE C.Nunes	Térmico	Total	
Janeiro	3.948	63.485	67.433	29.760	37.673	67.433	0
Fevereiro	3.413	54.882	58.295	26.880	31.415	58.295	0
Março	3.807	61.211	65.018	35.712	29.306	65.018	0
Abril	3.875	62.298	66.173	34.560	31.613	66.173	0
Maio	4.109	66.056	70.165	35.712	34.453	70.165	0
Junho	3.958	63.633	67.591	50.400	17.191	67.591	0
Julho	4.151	66.748	70.899	52.080	18.819	70.899	0
Agosto	4.299	69.122	73.421	44.640	28.781	73.421	0
Setembro	4.397	70.704	75.101	36.000	39.101	75.101	0
Outubro	4.533	72.879	77.412	22.320	55.092	77.412	0
Novembro	4.585	73.720	78.305	21.600	56.705	78.305	0
Dezembro	4.637	74.560	79.197	22.320	56.877	79.197	0
TOTAL	49.712	799.298	849.010	411.984	437.026	849.010	0

Nota: No balanço de energia da ELETRONORTE em Macapá, não é previsto déficit para 2005.

Quadro 5.2-4
Balanco de Demanda da ELETRONORTE em Macapá (kW)

2005														
Mês	Requisito	Recurso Bruto			Reduções							Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Total	GH	GT	GH + GT	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manutenção H	Manutenção T	Restrição de Transmissão	Restrição de GH	Restrição de GT			
Janeiro	113	75	135	210	4	5	20	16	0	0	10	156	43	13
Fevereiro	105	75	135	210	4	5	20	16	0	0	10	156	51	21
Março	109	75	135	210	4	5	20	16	0	0	10	155	46	16
Abril	115	75	135	210	4	5	20	16	0	0	10	155	40	10
Maiο	118	75	135	210	4	5	20	16	0	0	12	153	35	5
Junho	117	80	115	195	5	7	0	0	0	0	12	172	55	25
Julho	119	80	115	195	5	7	0	0	0	0	12	171	52	22
Agosto	123	80	115	195	5	7	0	0	0	0	12	171	48	18
Setembro	130	80	115	195	5	7	0	0	0	0	12	171	41	11
Outubro	130	80	115	195	4	7	0	0	0	46	12	126	-3	-33
Novembro	136	80	115	195	4	7	0	0	0	46	12	126	-10	-28
Dezembro	133	80	115	195	4	7	0	0	0	46	12	126	-7	-25

Nota: Previsão de déficit no balanço de demanda no último trimestre de 2005 de 33 MW, no caso de perda da maior unidade geradora, indicando a necessidade de expansão.

Quadro 5.2-5
Balanco de Energia da CEA no Sistema Macapá (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	63.485	0	63.485	0	63.485	63.485	0
Fevereiro	54.882	0	54.882	0	54.882	54.882	0
Março	61.211	0	61.211	0	61.211	61.211	0
Abril	62.298	0	62.298	0	62.298	62.298	0
Mai	66.056	0	66.056	0	66.056	66.056	0
Junho	63.633	0	63.633	0	63.633	63.633	0
Julho	66.748	0	66.748	0	66.748	66.748	0
Agosto	69.122	0	69.122	0	69.122	69.122	0
Setembro	70.704	0	70.704	0	70.704	70.704	0
Outubro	72.879	0	72.879	0	72.879	72.879	0
Novembro	73.720	0	73.720	0	73.720	73.720	0
Dezembro	74.560	0	74.560	0	74.560	74.560	0
TOTAL	799.298	0	799.298	0	799.298	799.298	0

Nota: No balanço de energia da CEA em Macapá, não é previsto déficit para 2005.

Quadro 5.2-6
Balanco de Demanda da CEA no Sistema Macapá (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Total	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	106.162	0	106.162	0	106.162	106.162	0
Fevereiro	98.068	0	98.068	0	98.068	98.068	0
Março	102.359	0	102.359	0	102.359	102.359	0
Abril	107.609	0	107.609	0	107.609	107.609	0
Mai	110.700	0	110.700	0	110.700	110.700	0
Junho	109.957	0	109.957	0	109.957	109.957	0
Julho	112.074	0	112.074	0	112.074	112.074	0
Agosto	115.543	0	115.543	0	115.543	115.543	0
Setembro	122.174	0	122.174	0	122.174	122.174	0
Outubro	121.871	0	121.871	0	121.871	121.871	0
Novembro	127.661	0	127.661	0	127.661	127.661	0
Dezembro	124.856	0	124.856	0	124.856	124.856	0

Nota: No balanço de demanda da CEA em Macapá, não é previsto déficit para 2005.

Geração Térmica e Consumo de Óleo no Sistema Macapá

No Quadro 5.2-7 são apresentados os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas do Sistema Macapá em 2005.

Quadro 5.2-7

Previsão de Geração e Consumo de Óleo para o Sistema Macapá em 2005

Previsão de Geração (MW médio)	Hidráulica	47,0 MW médio		
		Empresa	UHE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	COARACY NUNES	47,0
	Térmica	49,9 MW médio		
		Empresa	UTE	Previsão de Geração
		ELETRONORTE	SANTANA LM	10,8
SANTANA WÄRTSILÄ			30,8	
EXPANSÃO	8,3			
Previsão de Consumo de Óleo (mil litros)	Diesel	125.169 mil litros		
		Empresa	UTE	Previsão de Consumo
		ELETRONORTE	SANTANA LM	35.918
			SANTANA WÄRTSILÄ	67.507
			EXPANSÃO	21.744

5.2.2. INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ

O atendimento energético aos 4 Sistemas Isolados do interior do Estado do Amapá é realizado por meio de parque puramente térmico à base de óleo diesel, basicamente transportado por via rodoviária.

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2005 é de 7,9 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 12,4 MW. No Quadro 5.2-8 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da CEA monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.2-8 Carga Própria dos Sistemas da CEA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MW)
LARANJAL DO JARI	42.780	4,9	7,8
LOURENÇO	2.755	0,3	0,5
OIAPOQUE / CLEVELÂNDIA	22.083	2,5	3,9
PRACUÚBA	1.164	0,1	0,9
TOTAL MONITORADO	68.782	7,9	12,4
% MONITORADO	100%		

Configuração do Parque Gerador

A CEA dispõe de 15 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 18 MW de potência nominal instalada nos seus quatro Sistemas Isolados, conforme apresentado 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	A - 4 x 1600	5	8.675	7.373,8
	S - 2 x 1600 + 3 x 1825			
2 LOURENÇO	2 x 360	2	720	612,0
3 OIAPOQUE	A - 3 x 1000	6	8.250	7.012,5
	S - 1 x 1600 + 2 x 1.825 + 3 x 1.000			
4 PRACUÚBA	2 x 200	2	400	340
TOTAL		15	18.045	15.338

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da CEA

Total do requisito: 7,9 MW médio.

Total do recurso: 7,9 MW médio de Geração Térmica da CEA a óleo diesel.

Previsão de consumo de óleo diesel: 20.635 mil litros.

5.3.1. CAPITAL – SISTEMA MANAUS

Carga Própria

O Sistema Manaus é o maior dentre os isolados brasileiros, representando cerca de 46% do total do mercado de energia elétrica dos Sistemas Isolados. A carga própria prevista do Sistema Manaus para 2005 é de 5.221.379 MWh (596 MW médio), correspondendo a uma demanda máxima de 813 MW. No Quadro 5.3-1 são apresentados os valores mensais do Sistema Manaus.

Quadro 5.3-1
Carga Própria do Sistema Manaus

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kW)
Janeiro	389.951	672.140
Fevereiro	368.632	688.631
Março	412.211	709.488
Abril	404.168	713.304
Mai	436.035	716.382
Junho	421.250	718.784
Julho	447.088	734.215
Agosto	466.817	783.261
Setembro	469.445	796.334
Outubro	483.307	812.625
Novembro	465.932	805.396
Dezembro	456.543	786.400
2005	5.221.379	812.625

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Manaus dispõe de um parque gerador hidrotérmico com potência nominal de 1.150 MW, correspondendo a uma potência efetiva de 1.096 MW, constituída pela UHE Balbina com 250 MW e por 846 MW referente às unidades geradoras térmicas próprias e dos PIE El Paso e PIE CGE. Entretanto, a elevada idade operacional de algumas unidades geradoras implica em restrição de geração térmica, reduzindo a capacidade efetiva de geração.

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

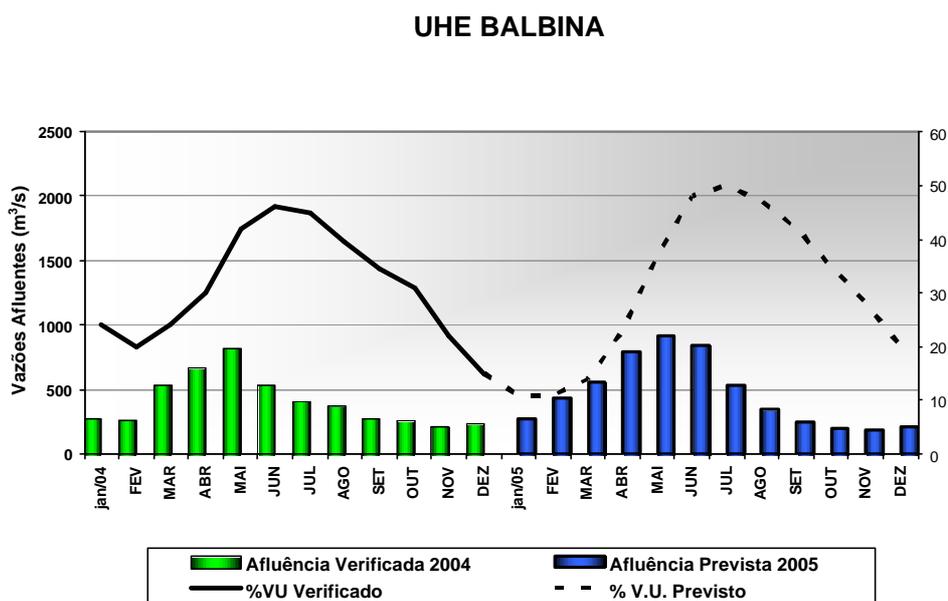
Quadro 5.3-2 Configuração do Parque Gerador em Manaus

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	1 x 26 + 2 x 42	3	110,0	90,0
	MAUÁ	OC1A	2 x 18,6 + 2 x 50	4	137,2	136,0
	ELECTRON	PTE	6 x 20	6	120,0	102,0
	PIE EL PASO A	PTE	2 x 22	2	44,0	40,0
	PIE EL PASO B	PTE	2 x 55	2	110,0	110,0
	PIE EL PASO D	PTE	2 x 44	2	88,0	80,0
	PIE EL PASO W	PGE	10 x 15,75	10	157,5	157,5
	PIE CGE S.JOSÉ	DIESEL	26 x 1,6	26	16,0	16,0
	PIE CGE C.NOVA	DIESEL	11 x 1,6	11	40,0	40,0
	PIE FLORES	DIESEL	45 x 1,6 + 5 x 1,1	50	77,5	74,8
TOTAL				121	1.150,2	1.096,3

Operação da UHE Balbina

Como resultado dos estudos de otimização energética do Sistema Hidrotérmico de Manaus foi obtida uma geração para a UHE Balbina de 86,6 MW médio, considerando-se uma afluência prevista de 80% MLT. No Gráfico 5.3-1 é ilustrada a simulação da operação da UHE Balbina para 2005.

Gráfico 5.3-1 UHE Balbina – Valores Verificados em 2004 e Previstos para 2005



Balanços de Energia e Demanda

Nos Quadros 5.3-3 a 5.3-6 são apresentados os balanços de energia e de demanda da MANAUS ENERGIA e da CEAM, respectivamente, para o Sistema Manaus. As premissas adotadas nesses balanços consideraram além do mercado de carga própria aprovado pelo CCPE/CTEM, as seguintes premissas:

- Não considera a revitalização das UTE Mauá e Electron (+ 62 MW) nem a transferência de unidade geradora de Boa Vista (+ 20 MW);
- Considera o cronograma de manutenções de unidades geradoras térmicas e hidráulicas informado pela MANAUS ENERGIA;
- Perdas por deplecionamento do reservatório da UHE Balbina, representando uma redução de 20 MW de fevereiro a setembro e de 25 MW nos demais meses;
- Reserva de regulação: 10 MW por unidade geradora disponível da UHE Balbina;
- Restrição de geração térmica, conforme apresentado no balanço de demanda;
- Para o critério de perda na maior máquina adotou-se a potência de 50 MW no período de janeiro a dezembro.

Quadro 5.3-3 Balanço de Energia da MANAUS ENERGIA (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento a CEAM	Carga Própria	UHE Balbina	Térmico	TOTAL	
Janeiro	385.292	4.659	389.951	59.520	330.431	389.951	0
Fevereiro	361.917	6.715	368.632	59.520	309.112	368.632	0
Março	405.758	6.453	412.211	59.520	352.691	412.211	0
Abril	397.133	7.035	404.168	59.520	344.648	404.168	0
Mai	423.967	12.068	436.035	59.520	376.515	436.035	0
Junho	409.300	11.950	421.250	59.520	361.730	421.250	0
Julho	434.668	12.420	447.088	66.960	380.128	447.088	0
Agosto	454.115	12.702	466.817	66.960	399.857	466.817	0
Setembro	455.928	13.517	469.445	66.960	402.485	469.445	0
Outubro	469.166	14.141	483.307	66.960	416.347	483.307	0
Novembro	452.929	13.003	465.932	66.960	398.972	465.932	0
Dezembro	443.520	13.023	456.543	66.960	389.583	456.543	0
TOTAL	5.093.693	127.686	5.221.379	758.880	4.462.499	5.221.379	0

Nota: No balanço de energia da ELETRONORTE em Manaus, não é previsto déficit para 2005.

**Quadro 5.3-4
Balanco de Demanda da MANAUS ENERGIA (MW)**

2005													
Mês	Requisito	Recurso Bruto			Reduções						Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Total	GH	GT	GH + GT	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manutenção H	Manutenção T	Restrição de Transmissão	Restrição de GT			
Janeiro	672	250	850	1.100	25	50	0	130	0	42	853	181	131
Fevereiro	689	250	850	1.100	20	40	50	130	0	42	818	129	79
Março	709	250	850	1.100	20	40	50	130	0	42	818	108	58
Abril	713	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	164	114
Maiο	716	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	161	111
Junho	719	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	159	109
Julho	734	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	144	94
Agosto	783	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	94	44
Setembro	796	250	870	1.120	20	50	0	130	0	42	878	81	31
Outubro	813	250	870	1.120	25	50	0	130	0	42	873	60	10
Novembro	805	250	870	1.120	25	50	0	130	0	42	873	67	17
Dezembro	786	250	870	1.120	25	50	0	130	0	42	873	86	36

Nota: Mesmo não considerando a revitalização das UTE Mauá e Electron nem a transferência de UG de Boa Vista, não é previsto déficit no balanço de demanda do Sistema Manaus.

**Quadro 5.3-5
Balanco de Energia da CEAM no Sistema Manaus (MWh)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	4.659	0	4.659	0	4.659	4.659	0
Fevereiro	6.715	0	6.715	0	6.715	6.715	0
Março	6.453	0	6.453	0	6.453	6.453	0
Abril	7.035	0	7.035	0	7.035	7.035	0
Mai	12.068	0	12.068	0	12.068	12.068	0
Junho	11.950	0	11.950	0	11.950	11.950	0
Julho	12.420	0	12.420	0	12.420	12.420	0
Agosto	12.702	0	12.702	0	12.702	12.702	0
Setembro	13.517	0	13.517	0	13.517	13.517	0
Outubro	14.141	0	14.141	0	14.141	14.141	0
Novembro	13.003	0	13.003	0	13.003	13.003	0
Dezembro	13.023	0	13.023	0	13.023	13.023	0
TOTAL	127.686	0	127.686	0	127.686	127.686	0

Nota: No balanço de energia da CEAM em Manaus, não é previsto déficit para 2005.

**Quadro 5.3-7
Balanco de Demanda da CEAM no Sistema Manaus (kW)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Geração	Recebimento	Total	
Janeiro	8.202	0	8.202	0	8.202	8.202	0
Fevereiro	13.789	0	13.789	0	13.789	13.789	0
Março	14.774	0	14.774	0	14.774	14.774	0
Abril	15.665	0	15.665	0	15.665	15.665	0
Mai	23.907	0	23.907	0	23.907	23.907	0
Junho	20.139	0	20.139	0	20.139	20.139	0
Julho	26.387	0	26.387	0	26.387	26.387	0
Agosto	23.675	0	23.675	0	23.675	23.675	0
Setembro	26.333	0	26.333	0	26.333	26.333	0
Outubro	29.198	0	29.198	0	29.198	29.198	0
Novembro	27.877	0	27.877	0	27.877	27.877	0
Dezembro	28.347	0	28.347	0	28.347	28.347	0

Nota: No balanço de demanda da CEAM em Manaus, não é previsto déficit para 2005.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

No Quadro 5.3-8 são apresentados os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas do Sistema Manaus em 2005.

Quadro 5.3-8
Geração e Consumo de Óleo em Manaus

Previsão de Geração (MW médio)	Hidráulica Térmica	86,6 MW médio			
		Empresa	UHE	Previsão de Geração	
		MANAUS ENERGIA	BALBINA	86,6	
		509,4 MW médios			
		Empresa	UTE	Previsão de Geração	
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	83,5	
			MAUÁ	65,5	
			ELECTRON	2,0	
		PIE EL PASO	PLANTA A	25,7	
			PLANTA B	88,6	
			PLANTA D	63,4	
WÄRTSILÄ	127,6				
PIE CGE	UTE CIDADE NOVA	6,7			
	UTE SÃO JOSÉ	16,7			
	UTE FLORES	29,8			
Previsão de Consumo de Óleo	Pesado (toneladas)	418.337 toneladas			
		Empresa	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		MANAUS ENERGIA	MAUÁ	COMB.	189.238
		PIE EL PASO	WÄRTSILÄ	PGE	229.099
	Leve (mil litros)	913.630 mil litros			
		Empresa	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	PTE	234.153
			ELECTRON	PTE	6.796
		PIE EL PASO	PLANTA A	PTE	85.561
			PLANTA B	PTE	294.861
			PLANTA D	PTE	166.510
PIE CGE	UTE C. NOVA	DIESEL	15.768		
	UTE SÃO JOSÉ	DIESEL	39.420		
	FLORES	DIESEL	70.562		

5.3.2. INTERIOR DO ESTADO DO AMAZONAS

O atendimento energético aos 95 Sistemas Isolados do interior do Estado do Amazonas é feito através de parque térmico predominantemente a 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 Itacoatiara o atendimento energético é complementado por compra de energia do autoprodutor BK ENERGIA PARTICIPAÇÕES LTDA, a partir de geração térmica a biomassa (cavaco de madeira). Em Guajará o atendimento energético é realizado por meio da compra de energia da UTE Cruzeiro do Sul, no Estado do Acre, pertencente ao PIE GUASCOR.

Em 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.

Para 2005 estão previstas as interligações de Iranduba e Manacapuru ao Sistema Manaus.

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos 95 Sistemas Isolados da CEAM prevista para 2005 é de 93,9 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 146,8 MW. No Quadro 5.3-9 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados das CEAM monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.3-9
Carga Própria dos Sistemas da CEAM

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ANORI	6.114	0,7	1,0
APUÍ	8.216	0,9	1,5
AUTAZES	9.594	1,1	1,8
BARCELOS	7.970	0,9	1,5
BARREIRINHA	5.962	0,7	1,1
BENJAMIN CONSTANT	11.513	1,3	2,1
BERURI	5.629	0,6	1,0
BOA VISTA DO RAMOS	5.277	0,6	0,9
BOCA DO ACRE	18.434	2,1	3,7
BORBA	10.336	1,2	2,9
CARAUARI	13.626	1,6	2,4
CASTANHO	12.892	1,5	2,5
COARI	38.877	4,4	6,8
CODAJÁS	10.872	1,2	2,4
ENVIRA	5.265	0,6	1,0
EURINEPE	11.080	1,3	2,4
FONTE BOA	9.483	1,1	1,7
HUMAITÁ	27.755	3,2	4,8
IRANDUBA ⁽¹⁾	45.458	5,2	9,5
ITACOATIARA ⁽²⁾	86.393	9,9	20,0
JUTAÍ	6.868	0,8	1,3
LÁBREA	14.673	1,7	2,7
MANACAPURU ⁽³⁾	66.370	7,6	11,6
MANICORÉ	14.492	1,7	2,7
MAUÉS	21.662	2,5	4,0
NHAMUNDÁ	4.842	0,6	0,9
NOVA OLINDA DO NORTE	10.077	1,2	1,9
NOVO AIRÃO	6.818	0,8	1,2
NOVO ARIPUANÃ	8.479	1,0	1,6
PARINTINS	61.530	7,0	11,7
PAUINI	4.564	0,5	0,9
SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA	14.451	1,6	2,8
SANTO ANTÔNIO DO IÇA	6.138	0,7	1,1
SÃO PAULO OLIVENÇA	6.269	0,7	1,1
TABATINGA	34.788	4,0	6,8
TAPAUÁ	6.327	0,7	1,4
TEFÉ	43.873	5,0	8,4
URUCARÁ	8.188	0,9	1,7
TOTAL MONITORADO	691.155	78,9	135,6

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
TOTAL DAS DEMAIS LOCALIDADES	131.443	15,0	13,1
TOTAL DA CEAM (INTERIOR)	822.598	93,9	146,8
% MONITORADO	84%		

Notas:

(1) Previsão de atendimento: 2.360 MWh de geração térmica a óleo diesel da CEAM e 43.098 MWh de suprimento da Manaus Energia.

(2) Previsão de atendimento: 28.041 MWh de geração térmica a óleo diesel da CEAM; 3.363 MWh de geração térmica a óleo diesel do Autoprodutor Hermasa; e 58.352 MWh de geração térmica a biomassa.

(3) Previsão de atendimento: 20.361 MWh de geração térmica a óleo diesel da CEAM e 46.009 MWh de suprimento da Manaus Energia.

Configuração do Parque Gerador

A CEAM dispõe de 426 unidades geradoras totalizando aproximadamente 325MW 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	A - 1 x 288 + 2 x 350	4	1.588	1.350
		S - 1 x (288 + 600) + 2 x 350			
2	AMATURÁ	A - 1 x (240 +288 +250) + 2 x 220	5	1.588	1.350
		S - 1 x (220+288 +600) + 2 x 240			
3	ANAMÃ	A - 1 x (90+115+250) + 2 x 176	6	2.274	1.933
		S - 1 x (600+272+250+800) + 2 x 176			
4	ANORI	A - 1 x 350 + 2 x (288+320)	5	2.606	2.215
		S - 1 (350 + 800 +880) + 2x 288			
5	APUÍ	A -1 x (240 + 272 + 350) + 2 x 1000	5	6.700	5.695
		S - 1 x (1000+1100 + 1600) + 2 x 1500			
6	ARARA	A - 1 x 92	3	332	282
		S - 1 (90 + 92 + 150)			
7	ATALAIA DO NORTE	A - 1 x (220 + 280) + 3 x 240	5	1.540	1.309
		S - 1 x (220 + 600) + 3 x 240			
8	AUGUSTO MONTENEGRO	A - 1 x 90 + 2 x 50	3	290	247
		S - 1 (50 + 90 + 150)			
9	AUTAZES	A- 2 x 1000 + 4 x 350	6	5.114	4.347
		S - 1 x (350 + 1000 +1100 + 1500) + 2 x 582			
10	AXINIM	A - 2 x 40	2	425	361
		S- 1 x (150 +275)			
11	BARCELOS	A- 1 x (184 + 350 + 360 + 500) + 2 x 200	3	2.482	2.110
		S - 1 x (582 + 800 + 1100)			
12	BARREIRINHA	A- 1 x (500 + 240) + 2 x (288 + 350)	6	3.170	2.695
		S- 1 x (288 + 582) + 2 x (350 + 800)			
13	BELÉM DO SOLIMÕES	A- 80 +144	3	520	442
		S- 1 x 220 + 2 x 150			
14	BENJAMIN CONSTANT	A- 3 x 631 + 1 x 1000 +1 x 1.100	5	5.651	4.803
		S- 1 x (631 +920 + 1100) + 2 x 1500			
15	BERURI	A- 2 x (176 + 288)	5	4.576	3.890
		S- 1 x 2.400 + 2 x (288 + 800)			
16	BOA VISTA DO RAMOS	A- 1 x (144 + 500 + 550) + 2 x 240	4	2.832	2.407
		S- 1 x (450 + 582 + 800 + 1000)			
17	BOCA DO ACRE	A- 360 + 1000 + 1100 + 1250	5	7.641	6.495
		S- 1 x 941 + 2 x (1600 + 1750)			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
18	BORBA	A- 1 x (450 + 660 + 1100 + 1600) + 2 x 1500	4	5.600	4.760
		S- 1 x 1100 + 3 x 1500			
19	CAAPIRANGA	A- 1 x (144 + 288) + 2 x 205	5	1.723	1.465
		S- 1 x (205 + 280 + 288 + 350 + 600)			
20	CABURI	A- 1 x (40 + 60) + 2 x 48	2	430	366
		S- 2 x 215			
21	CAIAMBÉ	A- 40 + 48 + 90	4	488	415
		S- 1 x (48 + 140) + 2 x 150			
22	CAMETÁ (VILA)	A- 1 x 50 + 2 x 124	3	424	360
		S- 1 x 124 + 2 x 150			
23	CAMPINAS	A- 1 x 50 + 2 x 48	4	440	374
		S- 1 x (50 + 90) + 2 x 150			
24	CANUTAMA	A- 1 x 500 + 3 x 350	4	2.080	1.768
		S- 1 x (500 + 880) + 2 x 350			
25	CARAUARI	A- 1 x (304 + 1600) + 2 x (536 + 1000)	5	6.456	5.488
		S- 1 x 1600 + 2 x (1000 + 1428)			
26	CAREIRO DA VÁRZEA	A- 1 x (184 + 304) + 2 x 220	7	3.978	3.381
		S- 1 x (220 + 350 + 800) + 2 x (304 + 1000)			
27	CASTANHO	A- 1 x (288 + 336 + 1000) + 2 x 350	6	5.288	4.495
		S- 1 x (288 + 1000) + 2 x (1500 + 500)			
28	CAVIANA	A- 1 x 80 + 2 x 60	3	450	383
		S- 3 x 150			
29	COARI	A- 1 x (631 + 1100 + 1250 + 2000) + 3 x 800	9	14.980	12.733
		S- 1 x (1500 + 1750 + 1830 + 2000 + 2200) + 2 x (1250 + 1600)			
30	CODAJÁS	A- 1 x (536 + 1100) + 2 x 1000	4	4.600	3.910
		S- 1 x (1100 + 1500) + 2 x 1000			
31	CUCUÍ	A- 1 x 80 + 2 x 140	3	440	374
		S- 1 x 140 + 2 x 150			
32	EIRUNEPÉ	A- 2 x (600 + 1100 + 1000)	4	5.200	4.420
		S- 1 x (1000 + 1100 + 1500 + 1600)			
33	ENVIRA	A- 1 x (272 + 304 + 320) + 2 x 288	6	3.285	2.792
		S- 1 x (304 + 725 + 800 + 880) + 2 x 288			
34	ESTIRÃO DO EQUADOR	A- 3 x 144	3	575	489
		S- 1 x 275 + 2 x 150			
35	FEIJOAL	A- 1 x 180	3	500	425
		S- 1 x 200 + 2 x 150			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
36	FONTE BOA	A- 1 x 288 + 2 x (240 + 350)	4	2.890	2.457
		S- 1 x (1500 + 800 + 240 + 350)			
37	HUMAITÁ	A- 1 x (630 + 1250 + 1600) + 2 x 2000 + 4 x 405	7	12.480	10.608
		S- 1 x 2660 + 2 x (1250 + 1660 + 2000)			
38	IAUARETÊ	A- 1 x 375 + 3 x 144	3	600	510
		S- 1 x 300 + 2 x 150			
39	IPIRANGA	A- 2 x 144	3	384	326
		S- 1 x 144 + 2 x 120			
40	IPIXUNA	A- 1 x (220 + 288 + 320 + 350)	5	2.668	2.268
		S- 1 x (288 + 800 + 880) + 2 x 350			
41	IRANDUBA	A- 1 x 2000 + 2 x (1000 + 1250) + 3 x 1100	4	6.082	5.170
		S- 1 x (1100 + 1500 + 1600 + 1882)			
42	ITACOATIARA	A- 1 x (1100 + 1600 + 2000 + 2500) + 2 x 2320 + 9.000	9	24.760	21.046
		S - 2 x 2000 + 3 x (1600 + 2320) + 9000			
43	ITAMARATI	A- 1 x (140 + 288) + 2 x 176	5	2.214	1.882
		S- 1 x (304 + 350 + 360) + 2 x 600			
44	ITAPEAÇU	A- 2 x 144	3	754	641
		S- 1 x 324 + 2 x 215			
45	ITAPIRANGA	A- 1 x (220 + 288) + 2 x 350	5	2.785	2.367
		S- 1 x (405 + 800 + 880) + 2 x 350			
46	JACARÉ	A- 67 + 50	2	217	184
		S- 1 x (67 + 150)			
47	JAPURÁ	A- 1 x 48 + 2 x 40	2	80	68
		S- 2 x 40			
48	JURUÁ	A- 90 + 220 + 240 + 350	3	910	774
		S- 1 x (272 + 288 + 350)			
49	JUTAÍ	A- 1 x (272 + 288 + 304 + 350)	6	3.179	2.702
		S- 1 x (288 + 304 + 405 + 582) + 2 x 800			
50	LÁBREA	A- 1 x (360 + 600 + 630) + 2 x (1000 + 1100)	6	6.930	5.891
		S- 1 x (630 + 1000 + 1500 + 1600) + 2 x 1100			
51	LIMOEIRO	A- 132 + 175 + 240	6	2.545	2.163
		S- 1 x (175 + 240 + 280 + 350 + 500 + 1000)			
52	MANACAPURU	A- 1100 + 1600 + 2320 + 2 x (1000 + 1250) + 3 x 2000	9	16.213	13.781
		S- 1 x (1176 + 1177 + 2660) + 2 x 1600 + 4 x 2000			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
53	MANAQUIRI	A- 1 x (144 + 250) + 2 x 350	5	1.900	1.615
		S- 1 x (250 +600) + 3 x 350			
54	MANICORÉ	A- 536 + 1000 + 1100 + 1250	5	6.450	5.483
		S- 1 x (1000 + 1100 + 1250 + 1500 + 1600)			
55	MARAÃ	A- 90+240+250+350	5	2.550	2.168
		S- 1 x 250 + 2 x (350 + 800)			
56	MAUÉS	A- 631 + 818 + 1000 + 1250 + 1500	5	7.350	6.248
		S- 1 x (1000 + 1250 + 1500 + 1600 + 2000)			
57	MOCAMBO	A- 2 x 144	3	444	377
		S- 1 x 144 + 2 x 150			
58	MURITUBA	A- 2 x 40	3	230	196
		S- 1 x 150 + 2 x 40			
59	NHAMUNDÁ	A- 1 x 500 +3 x 350	3	1.800	1.530
		S- 3 x 600			
60	NOVA OLINDA DO NORTE	A- 1 x (500 + 1000) + 2 x (288 + 350)	8	4.640	3.944
		S- 1 x (800 + 1100) + 2 x (288 + 500 +582)			
61	NOVO AIRÃO	A- 1 x (228 + 500) + 2 x 350	7	3.610	3.069
		S- 1 x (228 + 500 + 582) + 2 x (350 + 800)			
62	NOVO ARIPUANÃ	A- 1 x 500 + 2 x (288+320+350)	7	3.678	3.126
		S- 1 x (320 + 582 + 1500) + 2 x (288 + 350)			
63	NOVO CÉU	A- 1 x (50 + 120)	3	620	527
		S- 1 x (120 + 150 + 350)			
64	NOVO REMANSO	A- 240 + 288 + 304	4	1.432	1.217
		S- 1 x (240 + 288 + 304 + 600)			
65	PALMEIRAS	A- 3 x 144	3	444	377
		S- 1 x 144 + 2 X 150			
66	PARINTINS	A- 630+818+1250+1600+2000+2x1500+3x2500	12	22.550	19.168
		S- 1 x 1250 + 2 x 1500 + 3 x (1600 + 2000 + 2500)			
67	PAUINÍ	A- 300 + 350 + 500	5	3.418	2.905
		S- 1 x (300 + 500 + 800 + 818 + 1000)			
68	PEDRAS	A- 2 x 90	3	438	372
		S- 1 x 150 + 2 x 144			
69	SACAMBU (VILA)	A- 40 + 60 +72	3	372	316
		S- 1 x 72 + 2 x 150			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
70	S.IZABEL DO RIO NEGRO	A- 272 + 350 + 304	4	1.726	1.467
		S- 272 + 350 + 304 + 800			
71	S.ANTÔNIO DO IÇÁ	A- 1 x (144 + 288) + 2 x (240 + 350)	4	3.062	2.602
		S- 1 x (582 + 880) 2 x 800			
72	S.GABRIEL DA CACHOEIRA	A- 1 x (272 + 304 + 1600) + 2 x 1250	5	6.850	5.823
		S- 1 x (1500 + 1600) + 3 x 1250			
73	S.PAULO DE OLIVENÇA	A- 1 x (220 + 288 + 300 + 500) + 2 x 350	5	3.268	2.778
		S- 1 x (288 + 500 + 880) + 2 x 800			
74	S.SEBASTIÃO DO UATUMÃ	A- 1 x 304 + 2 x 350	4	1.884	1.601
		S- 1 x (304 + 880) + 2 x 350			
75	SILVES	A- 288 + 304 + 350	6	2.892	2.458
		S- 1 x (288 + 304) + 2 x (350 + 800)			
76	TABATINGA	A- 1 x (630 + 1000 + 1250 + 2320) + 2 x 1600	8	13.270	11.280
		S- 1 x (1000 + 1205 + 1500 + 2320) + 2 x (1600 + 2000)			
77	TAPAUÁ	A- 1 x 500 + 3 x 350	6	3.762	3.198
		S- 1 x (582 + 880) + 2 x (350 + 800)			
78	TEFÉ	A- 2 x (1100 + 1250 + 2000)	10	15.382	13.075
		S- 1 x 1882 + 2 x (1100 + 1250 + 2000) + 3 x (1600)			
79	TERRA NOVA	A- 50 + 30	2	80	64
80	TONANTINS	A- 144 + 220 + 288 + 350	6	3.028	2.574
		S- 1 x (240 + 288 + 800 + 1000) + 2 x 350			
81	TUIUÉ	A- 144 + 60	3	450	383
		S- 3 x (150)			
82	UARINI	A- 1 x (140 + 250) + 2 x 240	5	1.678	1.426
		S- 1 x (240 + 250 + 288 + 300 + 600)			
83	URUCARA	A- 1 x (288 + 350 + 500) + 3 x 320	8	6.620	5.627
		S- 1 x (288 + 350 + 582 + 800 + 1100 + 1500) + 2x 1000			
84	URUCURITUBA	A- 1 x (272 + 300 + 500) + 2 x 350	4	2.530	2.151
		S- 1 x (350 + 500 + 800 + 880)			
85	VILA AMAZÔNIA	A- 40 + 144	3	440	374
		S- 1 x 140 + 2 x 150			
86	VILA BITTENCOURT	A- 2 x 144	3	520	442
		S- 1 x 220 + 2 x 150			
87	VILA URUCURITUBA	A- 1 x 50	3	250	213
		S- 1 x 150 + 2 x 50			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
88	ZÉ AÇÚ	A- 1 x 50	3	314	267
		S- 1 x (50 + 114 +150)			
89	RIO PRETO DA EVA	A- 1 x 1600	1	1.600	1.360
		S- 1 x 1600			
90	ALTEROSA	S- 2 x 150	2	300	255
91	BETÂNIA	S- 2 x 150	2	300	255
92	LINDÓIA	S- 2 x 150	2	300	255
93	MOURA	S- 1 x (200 + 150)	2	350	298
94	PARAUÁ	S- 1 x (50 + 124 + 150)	3	324	275
95	SANTA RITA DO WEILL	S- 2 x 150	2	300	255
TOTAL			426	325.363	276.559

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da CEAM

Total do requisito: 93,9 MW médio.

Total do recurso (MW médio): 72,3 de GT a óleo diesel da CEAM +

6,3 do PIE BK (biomassa) +

0,4 de GT a óleo diesel do autoprodutor Hermasa +

0,3 de recebimento da Eletroacre +

14,6 de recebimento da Manaus Energia.

Previsão de consumo de óleo diesel: 191.152 mil litros.

5.4. ESTADO DO PARÁ

A Capital e parte do interior do Estado do Pará são atendidos pelo Sistema Interligado Brasileiro. Uma grande parte do interior do Estado ainda é atendida através de Sistemas Isolados à base de óleo diesel.

A CELPA é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado do Pará, em 40 Sistemas Isolados puramente térmicos a óleo diesel. Destes, 23 têm sua operação contratada ao PIE GUASCOR.

A carga própria de energia dos sistemas isolados do Estado do Pará prevista para 2005 é 34,9 MW médio, com a seguinte distribuição por classe de consumo: residencial: 52%; comercial: 14%; poder público: 7%; industrial: 7%; demais classes (rural, iluminação pública, serviço público e consumo próprio): 19%.

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

A Figura 5.4-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Pará.

Figura 5.4-1
Sistemas Isolados do Estado do Pará



Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia prevista para 2005 dos 40 Sistemas Isolados da CELPA é de 34,9 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 61,8 MW. No caso da JARI CELULOSE, o valor previsto para 2005 é de 4,8 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 7,9 MW.

Nos Quadros 5.4-1 e 5.4-2 são apresentados os valores anuais de carga própria dos sistemas isolados da CELPA e da JARI CELULOSE, monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.4-1 Carga Própria dos Sistemas da CELPA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
AFUÁ	4.089	0,5	0,8
ALENQUER	16.569	1,9	2,9
ALMEIRIM	9.694	1,1	2,0
BREVES	28.620	3,3	4,9
CASTELO DOS SONHOS	12.225	1,4	5,7
GURUPÁ	3.644	0,4	1,1
JURUTI	6.555	0,7	1,3
MONTE ALEGRE	21.394	2,4	4,0
MUANÁ	4.125	0,5	0,9
NOVO PROGRESSO	37.705	4,3	10,0
ÓBIDOS	20.817	2,4	3,6
OEIRAS	3.630	0,4	0,7
ORIXIMINÁ	27.781	3,2	4,7
PONTA DE PEDRAS	5.049	0,6	1,0
PORTEL	15.998	1,8	3,0
PORTO DE MOZ	6.281	0,7	1,1
PRAINHA	3.456	0,4	0,7
SALVATERRA	9.343	1,1	2,1
SANTANA DO ARAGUAIA	14.244	1,6	2,8
SÃO SEBASTIÃO DA B. VISTA	4.078	0,5	0,7
SOURE	12.361	1,4	2,3
TERRA SANTA	5.436	0,6	1,1
TOTAL MONITORADO	273.094	31,2	55,6
TOTAL DAS DEMAIS LOCALIDADES	32.290	3,7	6,9
TOTAL DA CELPA	305.384	34,9	61,8
% MONITORADO	89%		

Quadro 5.4-2 Carga Própria dos Sistemas da JARI CELULOSE

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
MONTE DOURADO/ S.MIGUEL/MUNGUBA	41.787	4,8	7,9

Configuração do Parque Gerador

A CELPA dispõe de 155 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 96 MW de potência nominal instalada nos seus 40 Sistemas Isolados, conforme apresentado no Quadro 5.4-3.

O PIE JARI CELULOSE dispõe de 11 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 69,9 MW de potência nominal instalada nos seus 3 Sistemas Isolados, conforme apresentado 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⁾	A- 2 x 845	2	1.690	1.437
2 ALENQUER ⁽¹⁾	A- 5 x 845	5	4.225	3.591
3 ALMEIRIM ⁽¹⁾	A- 1 x 350 + 3 x 637	4	2.548	2.166
	S- 4 x 637			
4 ANAJÁS	A- 4 x 240	4	960	816
5 AVEIRO	A- 1 x 100 + 2 x 240	3	580	493
6 BAGRE	A- 4 x 240	4	960	816
7 BANACH	A- 1 x 100 + 2 x 240	3	580	493
8 BARREIRA DO CAMPO	A- 2 x 100 + 1 x 350	3	592	503
	S- 2 x 100 + 1 x 392			
9 BREVES ⁽¹⁾	A- 6 x 845	8	6.870	5.840
	S- 1 x (800+1000) + 6 x 845			
10 CACHOEIRA DO ARARI ⁽¹⁾	3 x 350	3	1.050	893
11 CASTELO DOS SONHOS	A- 5 x 240	3	4.800	4.080
	S- 3 x 1600			
12 CHAVES	A- 100 + 108 + 236 + 240	4	684	581
	S- 100 + 108 + 236 + 144			

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
13	COTIJUBA	A- 3 x 264	3	792	673
		S- 3 x 200			
14	CURRALINHO ⁽¹⁾	A- 2 x 420	2	840	714
15	CURUÁ ⁽¹⁾	A- 2 x 350	2	700	595
16	FARO ⁽¹⁾	A- 2 x 350	2	700	595
17	GURUPÁ ⁽¹⁾	A- 2 x 845	2	1.690	1.437
		S- 2 x 637			
18	JACAREACANGA	A- 4 x 240	4	960	816
		S- 3 x 240			
19	JURUTI ⁽¹⁾	A- 2 x 845	2	1.690	1.437
20	KARAPANÃ	A- 1 x 48 + 2 x 100	3	248	211
21	MELGACO	A- 1 x 144 + 2 x 240	3	720	612
		S- 3 x 240			
22	MONTE ALEGRE ⁽¹⁾	A- 5 x 845	7	7.443	6.327
		S- 1 x(1500+1718) + 5 x 845			
23	MUANÁ ⁽¹⁾	A- 1 x 350 + 2 x 420	3	1.190	1.012
24	NOVA ESPERANÇA DO PIRIÁ	A- 4 x 240	4	960	816
25	NOVO PROGRESSO	A- 1 x 1200 + 5 x 470	10	14.390	12.232
		S- 1 x 1500 + 2 x (1750 + 545) + 5 x 1600			
26	ÓBIDOS ⁽¹⁾	A- 3 x (637 + 845)	7	5.280	4.488
		S- 1 x 900 + 3 x(622+838)			
27	OEIRAS DO PARÁ ⁽¹⁾	A- 3 x 278	3	1.050	893
		S- 3 x 350			
28	ORIXIMINÁ ⁽¹⁾	A- 6 x 845	7	6.278	5.336
		S- 1 x 1250 + 6 x 838			
29	PONTA DE PEDRAS ⁽¹⁾	A- 2 x 350 + 2 x 420	4	1.540	1.309
30	PORTEL ⁽¹⁾	A- 3 x 845	4	3.414	2.902
		S- 1 x 900 + 3 x 838			
31	PORTO DE MOZ ⁽¹⁾	A- 3 x 350	3	1.050	893
32	PRAINHA ⁽¹⁾	A- 2 x 420	3	1.328	1.129
		S- 1 x 1500 + 2 x 414			
33	SALVATERRA ⁽¹⁾	A- 1 x 350 + 3 x 637	4	2.677	2.275
		S- 1 x (350+637) + 2 x 845			
34	SANTA CRUZ DO ARARI	A- 4 x 240	4	960	816
		S- 3 x 240			
35	SANTA MARIA DAS BARREIRAS	A- 2 x 250 + 1 x 144	3	1.112	945
		S- 1 x 328 + 1 x 392			
36	SANTANA DO ARAGUAIA	A- 1 x 800 + 2 x (350 + 1500)	6	6.020	5.117
		S- 1 x (328 + 392 + 800) + 3 x 1500			

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
37 S.SEBASTIÃO DA BOA VISTA ⁽¹⁾	A- 3 x 350	3	1.050	893
38 SOURÉ ⁽¹⁾	A- 2 x 637 + 3 x 845	5	3.809	3.238
	S- 1 x (350 + 637) + 3 x 845			
39 TERRA SANTA ⁽¹⁾	A- 4 x 350	4	1.400	1.190
40 VILA MANDI	S- 2 x 392	2	784	666
TOTAL da CELPA		155	95.614	81.272

Nota : ⁽¹⁾ Contrato de O & M com o PIE GUASCOR

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⁾	A- 3 x 1825	3	5.475	4.654
	S- 4 x 1825			
2 SÃO MIGUEL	A- 1 x (280 + 360)	2	640	544
	S- 1 x (67 + 48)			
3 MUNGUBA	A- 5 x 1750	5	8.750	7.438
	S- 5 x 1600			
4 UTE Jari Celulose	1 x 55000	1	55.000	55.000
TOTAL DA JARI CELULOSE (VILAS)		10	14.865	12.635
TOTAL DA JARI CELULOSE (VILAS + FÁBRICA)		11	69.865	67.635

Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

CELPA Total do requisito: 34,9 MW médio.
 Total do recurso: 34,9 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel.
 Previsão de consumo de óleo diesel: 91.615 mil litros.

JARI CELULOSE Total do requisito: 4,8 MW médio.
 Total do recurso: 4,8 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel.
 Previsão de consumo de óleo diesel: 6.092 mil litros.
 Previsão de consumo de óleo combustível: 6.444 toneladas.

5.5. ESTADO DE RONDÔNIA

A CERON é a Concessionária federalizada responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado de Rondônia, possuindo contratos de compra de energia com a ELETRONORTE e com PIE de usinas hidrelétricas e termelétricas no Estado, além de possuir geração termelétrica a diesel e hidráulica da PCH Rio Vermelho.

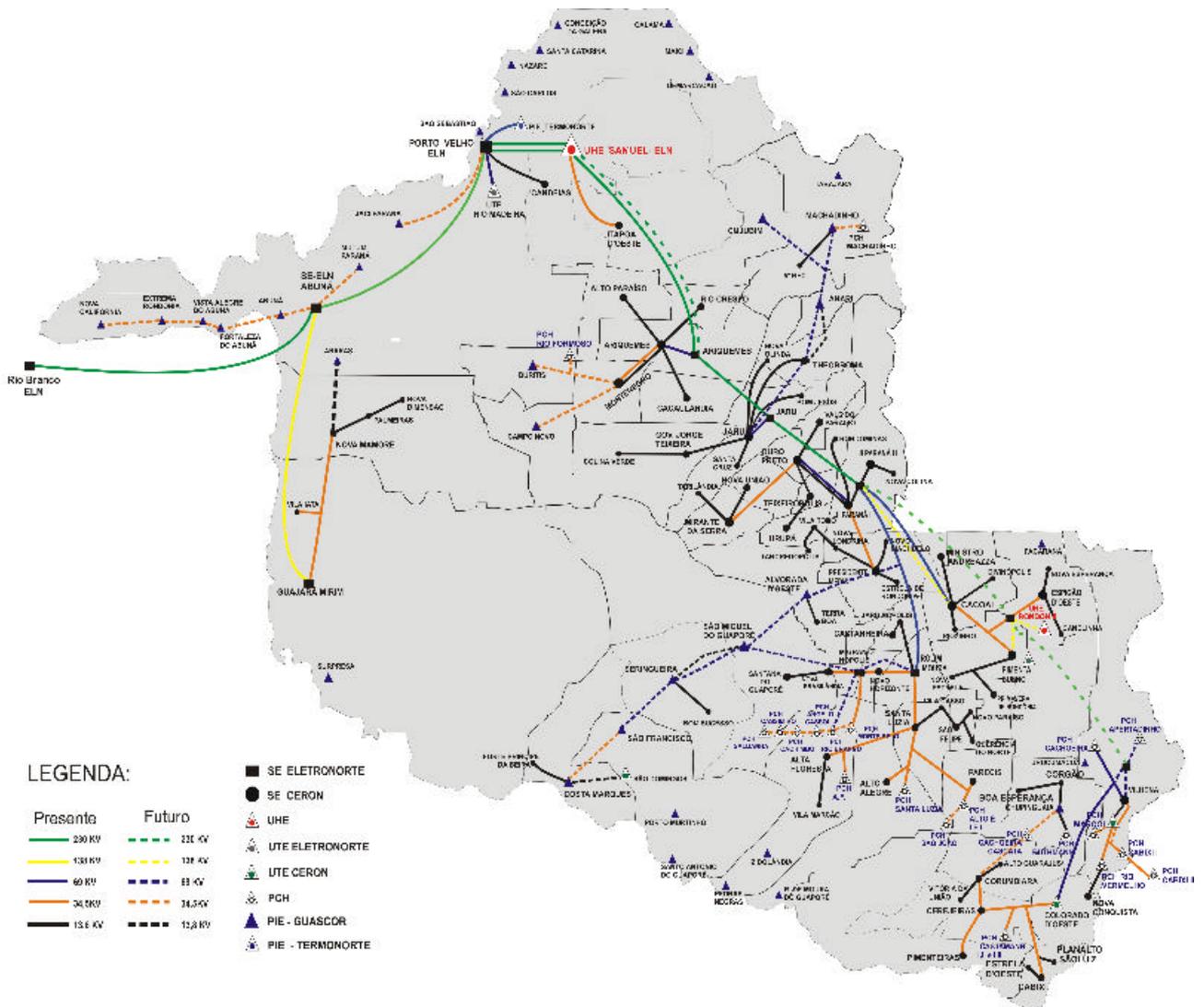
Para 2005 está prevista a entrada em operação da PCH Primavera com 15 MW de potência nominal.

A ELETRONORTE é a Concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema que supre a capital e as localidades de Ariquemes, Ji-Paraná, Rolim de Moura e Jaru.

A carga própria de energia dos sistemas isolados do Estado de Rondônia prevista para 2005 é 266 MW médio, com a seguinte distribuição por classe de consumo: residencial: 41%; comercial: 16%; poder público: 7%; industrial: 23%; demais classes (rural, iluminação pública, serviço público e consumo próprio): 13%.

Na Figura 5.5-1 é apresentada a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Pará.

Figura 5.5-1
Sistemas Isolados do Estado de Rondônia



5.5.1. CAPITAL - SISTEMA PORTO VELHO
Carga Própria

A carga própria prevista para 2005 do Sistema Porto Velho é de 1.807.678 MWh (206,4 MW médio) para uma demanda de 306 MW. No Quadro 5.5-1 são apresentados os valores mensais do Sistema Porto Velho.

Quadro 5.5-1
Carga Própria do Sistema Porto Velho

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kW)
Janeiro	138.711	263.949
Fevereiro	129.027	267.101
Março	143.340	268.436
Abril	145.150	282.956
Maio	153.155	281.012
Junho	145.764	278.408
Julho	155.417	283.136
Agosto	159.983	283.367
Setembro	156.538	288.786
Outubro	169.024	305.651
Novembro	154.171	298.482
Dezembro	157.398	299.831
2005	1.807.678	305.651

Configuração do Parque Gerador

O Sistema Porto Velho é de natureza hidrotérmica, possuindo 5 unidades hidráulicas da UHE Samuel e 12 unidades geradoras térmicas, totalizando 766 MW de potência nominal instalada. A configuração do parque gerador de Porto Velho é apresentada no Quadro 5.5-2.

Quadro 5.5-2 Configuração do Parque Gerador em Porto Velho

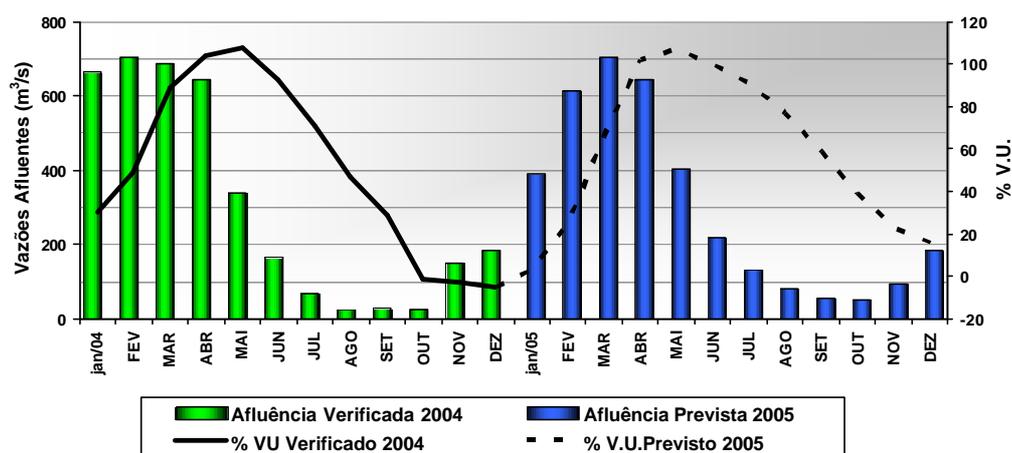
Origem	Usina	Tipo do Óleo	Configuração	Núm. de Unid.	Potência Nominal TOTAL (MW)	Potência Efetiva TOTAL (MW)
Hidráulica	UHE SAMUEL	-	5 X 43,2	5	216,0	216,0
Térmica	RIO MADEIRA	PTE	1 x 40 + 3 x 21,3	4	103,9	86,0
	TERMONORTE I	PTE	4 x 16,05	4	66,0	66,0
	TERMONORTE II	PTE	3 x 80,0 + 1 x 140,0	4	380,0	360,0
TOTAL				17	765,9	728,0

Operação da UHE Samuel

Como resultado dos estudos de otimização energética do Sistema Hidrotérmico de Porto Velho foi obtida uma geração para a UHE Samuel de 71,5 MW médio, considerando-se uma afluência prevista de 85% MLT. No Gráfico 5.5-1 é ilustrada a simulação da operação da UHE Samuel para 2005.

Gráfico 5.5-1 UHE Samuel - Valores Verificados em 2004 e Previstos para 2005

UHE SAMUEL



Balancos de Energia e Demanda

Nos Quadros 5.5-3 a 5.5-6 são apresentados os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CERON, respectivamente, para o Sistema Porto Velho, destacando-se que nos balanços da ELETRONORTE foram incluídos os suprimentos à ELETROACRE de 35 MW médio de energia e 50 MW de demanda. As premissas adotadas nos balanços de energia e demanda levam em consideração o mercado de carga própria aprovado pelo CCPE/CTEM, bem como:

- Cronograma de manutenção informado pela Eletronorte;
- Perdas por deplecionamento do reservatório da UHE Samuel, representando uma redução de 10 MW de março a agosto e 15 MW nos demais meses;
- Reserva de regulação de 18 MW (UHE Samuel) de janeiro a dezembro;
- Para o critério de perda na maior máquina adotou-se a unidade de 73,8 MW do PIE Termonorte II no período de janeiro a dezembro.

Quadro 5.5-3

Balanco de Energia da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho (MWh)

Mês	Requisito				Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à		Total	UHE Samuel	Térmico	TOTAL	
	P. VELHO	CERON	ELETROACRE					
Jan	5.888	132.822	26.040	164.751	37.200	127.551	164.751	0
Fev	5.477	123.550	23.520	152.547	60.480	92.067	152.547	0
Mar	6.085	137.255	26.040	169.380	66.960	102.420	169.380	0
Abr	6.162	138.989	25.200	170.350	64.800	105.550	170.350	0
Mai	6.502	146.653	26.040	179.195	74.400	104.795	179.195	0
Jun	6.188	139.576	25.200	170.964	57.600	113.364	170.964	0
Jul	6.598	148.819	26.040	181.457	44.640	136.817	181.457	0
Ago	6.792	153.192	26.040	186.024	44.640	141.384	186.024	0
Set	6.645	149.893	25.200	181.738	43.200	138.538	181.738	0
Out	7.175	161.849	26.040	195.064	44.640	150.424	195.064	0
Nov	6.545	147.626	25.200	179.371	43.200	136.171	179.371	0
Dez	6.682	150.716	26.040	183.438	44.640	138.798	183.438	0
TOTAL	76.738	1.730.939	306.600	2.114.278	581.760	1.487.878	2.114.278	0

Nota: No balanço de energia da ELETRONORTE em Porto Velho, não é previsto déficit para 2005

Quadro 5.5-4
Balanco de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Porto Velho (kW)

2005													
Mês	Requisito	Recurso Bruto			Reduções						Recurso Líquido	Saldo	Perda Maior UG
	Total	GH	GT	GH + GT	Perda por Deplec.	Reserva de Regulação	Manutenção H	Manutenção T	Restrição de Transmissão	Restrição de GT			
Janeiro	314	216	456	672	15	18	0	137	0	0	503	189	115
Fevereiro	317	216	456	672	15	18	0	137	0	0	503	186	112
Março	318	216	456	672	10	18	0	137	0	0	508	189	115
Abril	333	216	456	672	10	18	0	137	0	0	508	175	101
Maiο	331	216	456	672	10	18	0	137	0	0	508	177	103
Junho	328	216	456	672	10	18	0	137	0	0	508	179	105
Julho	333	216	456	672	10	18	0	120	0	0	525	192	118
Agosto	333	216	456	672	10	18	0	120	0	0	525	191	117
Setembro	339	216	456	672	15	18	0	120	0	0	520	181	107
Outubro	356	216	456	672	15	18	0	120	0	0	520	164	90
Novembro	348	216	456	672	15	18	0	120	0	0	520	171	97
Dezembro	350	216	456	672	15	18	0	120	0	0	520	170	96

Notas: 1 – Não é previsto déficit no balanço de demanda da ELETRONORTE, em Porto Velho, para de 2005.

2 – Inclui, no total do requisito, suprimento de demanda de 50 MW para Rio Branco.

Quadro 5.5-5
Balanço de Energia da CERON no Sistema Porto Velho (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	132.822	0	132.822	0	132.822	132.822	0
Fevereiro	123.550	0	123.550	0	123.550	123.550	0
Março	137.255	0	137.255	0	137.255	137.255	0
Abril	138.989	0	138.989	0	138.989	138.989	0
Mai	146.653	0	146.653	0	146.653	146.653	0
Junho	139.576	0	139.576	0	139.576	139.576	0
Julho	148.819	0	148.819	0	148.819	148.819	0
Agosto	153.192	0	153.192	0	153.192	153.192	0
Setembro	149.893	0	149.893	0	149.893	149.893	0
Outubro	161.849	0	161.849	0	161.849	161.849	0
Novembro	147.626	0	147.626	0	147.626	147.626	0
Dezembro	150.716	0	150.716	0	150.716	150.716	0
TOTAL	1.730.939	-	1.730.939	-	1.730.939	1.730.939	0

Nota: Não é previsto déficit no balanço de energia da CERON, para atendimento ao seu mercado em Porto Velho, em 2005

Quadro 5.5-6
Balanço de Demanda da CERON no Sistema Porto Velho (kW)

Mês	Requisito			Recurso			BALANÇO
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Geração	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	253.461	0	253.461	0	253.461	253.461	0
Fevereiro	256.334	0	256.334	0	256.334	256.334	0
Março	257.597	0	257.597	0	257.597	257.597	0
Abril	271.615	0	271.615	0	271.615	271.615	0
Mai	269.432	0	269.432	0	269.432	269.432	0
Junho	267.019	0	267.019	0	267.019	267.019	0
Julho	271.385	0	271.385	0	271.385	271.385	0
Agosto	271.270	0	271.270	0	271.270	271.270	0
Setembro	276.555	0	276.555	0	276.555	276.555	0
Outubro	292.871	0	292.871	0	292.871	292.871	0
Novembro	286.436	0	286.436	0	286.436	286.436	0
Dezembro	287.930	0	287.930	0	287.930	287.930	0

Nota: Não é previsto déficit no balanço de demanda da CERON em 2005.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

No Quadro 5.5-7 são apresentados os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas desse Sistema.

Quadro 5.5-7

Geração e Consumo de Óleo do Sistema Porto Velho

Previsão de Geração (MW médio)	Hidráulica	71,5 MW médios			
		Empresa	UHE	Previsão de Geração	
		ELETRONORTE	SAMUEL	71,5	
	Térmica	169,8 MW médios			
Empresa		UTE	Previsão de Geração		
ELETRONORTE		RIO MADEIRA	12,1		
PIE		TERMONORTE I	54,2		
		TERMONORTE II	103,5		
Previsão de Consumo de Óleo (mil litros)	Óleo Leve	503.636 mil litros			
		Empresa	UTE	Tipo	Previsão de Consumo
		ELETRONORTE	R.MADEIRA	DIESEL	40.302
		PIE	TERMONORTE I	DIESEL	118.764
			TERMONORTE II	PTE	344.570

5.5.2. INTERIOR DO ESTADO DE RONDÔNIA

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 37 Sistemas Isolados operando no interior do Estado em 2005 com geração térmica a óleo diesel, sendo que 34 são de responsabilidade do PIE GUASCOR e 3 da CERON: Colorado do Oeste, Pimenta Bueno e Vilhena.

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 PCH Rio Vermelho, Castaman I, II e III, Cabixi I e II, Cachoeira (região de Vilhena), Alta Floresta, Altoé I e II, Cassol, Monte Belo e Rio Branco (região de Rolim de Moura), Primavera (região de Pimenta Bueno), e PCH Ruttmann (região de Chupinguaia).

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2004 é de 160,2 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 260,3 MW. No Quadro 5.5-8 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da CERON monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.5-8 Carga Própria dos Sistemas da CERON

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ALVORADA DO OESTE	12.170	1,4	2,8
BURITIS	36.166	4,1	7,4
CAMPO NOVO DE RONDÔNIA	6.217	0,7	1,3
CHUPINGUAIA ⁽¹⁾	8.204	0,9	1,5
COSTA MARQUES	12.554	1,4	3,1
CUJUBIM	13.381	1,5	3,4
JACUPARANÁ	6.123	0,7	1,7
MACHADINHO	29.686	3,4	5,6
PIMENTA BUENO / CACOAL ⁽²⁾	50.949	5,8	9,2
SÃO FRANCISCO	14.938	1,7	3,3
SÃO MIGUEL	4.085	0,5	3,4
SERINGUEIRAS	2.223	0,3	1,9
VALE DO ANARI	5.436	0,6	1,3
VILA EXTREMA	8.228	0,9	2,0
VILHENA ⁽³⁾	171.914	19,6	33,7
VISTA ALEGRE DO ABUNÃ	5.109	0,6	1,3
TOTAL MONITORADO	387.384	44,2	77,7
PEQUENAS LOCALIDADES	12.204	1,4	2,9
DEMAIS LOCALIDADES ⁽⁴⁾	123.770	14,1	22,4
TOTAL INTERIOR	523.358	59,7	103,0
% MONITORADO	74%		

Notas:

⁽¹⁾ Atendimento com geração térmica própria e geração hidráulica de PIE (PCH Ruttman);

⁽²⁾ Atendimento com geração térmica própria, de PIE (Rovema) e geração hidráulica de PIE (PCH Primavera). Não inclui o suprimento da ELETRONORTE de 166.884 MWh.

⁽³⁾ Atendimento com geração térmica própria, e geração hidráulica própria (PCH Rio Vermelho) e de PIE (PCHs Castaman, Cabixi I e II e Cachoeira).

⁽⁴⁾ Não inclui o suprimento da ELETRONORTE de 730.097 MWh.

Configuração do Parque Gerador

A CERON dispõe de 148 unidades geradoras térmicas a óleo diesel e de 23 unidades geradoras hidráulicas, totalizando 101 MW e 57,4 MW de potência nominal instalada térmica e hidráulica, respectivamente, conforme apresentado nos Quadros 5.5-9 e 5.5-10.

Quadro 5.5-9

Configuração do Parque Gerador Térmico da CERON

SISTEMA	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ABUNÃ ⁽¹⁾	A- 1 x (124 + 144) S- 1 x (72 + 124 + 136)	3	332	282
2 ALVORADA D'OESTE ⁽¹⁾	A- 1 x (1200 + 1234 + 1500) S- 1 x 320 + 3 x 1200	3	3.934	3.344
3 ARARAS ⁽¹⁾	A- 1 x (18 + 20 + 123) S- 1 x 17 + 2 x 58	3	161	137
4 BURITIS (ENGº F. RIVERO) ⁽¹⁾	A- 1 x (1000 + 1692 + 4155) S- 1 x 1000 + 2 x 846 + 8 x 831	11	9.340	7.472
5 CALAMA ⁽¹⁾	A- 1 x (136 + 200) S- 1 x 200 + 2 x 136	3	472	378
6 CAMPO NOVO RONDÔNIA ⁽¹⁾	A- 1 x (418 + 692) S- 1 x (419 + 830) + 2 x 346	4	1.941	1.650
7 CHUPINGUAIA ⁽¹⁾	A- 1 x 830 S- 1 x 324 + 2 x 830	3	1.984	1.686
8 CONCEICAO DA GALERA ⁽¹⁾	A- 1 x 53 S- 3 x 17,6	3	54	46
9 COSTA MARQUES ⁽¹⁾	A- 1 x 2493 S - 4 x 830	4	3.320	2.822
10 CUJUBIM ⁽¹⁾	A- 1 x (419 + 692 + 2538) S- 2 x 346 + 3 x 846	5	3.649	3.102
11 DEMARCAÇÃO ⁽¹⁾	A- 3 x 40	3	120	96
12 FORTALEZA ABUNÃ ⁽¹⁾	A- 1 x (58 + 2480) S- 1 x 58 + 2 x 124	3	306	260
13 ISIDOLÂNDIA ⁽¹⁾	A- 1 x 2.126 S- 1 x 136 + 2 x 72	3	280	238
14 JACY-PARANÁ ⁽¹⁾	A- 1 x (200 + 320 + 400 + 1000) S- 1 x (320 + 750) + 2 x 1000	3	2.070	1.760
15 MACHADINHO ⁽¹⁾	A- 1 x (346 + 1000 + 1693 + 2491) S- 1 x 346 + 2 x (846 + 1200) + 4 x 830	9	7.758	6.594
16 MAICI ⁽¹⁾	A- 1 x (35 + 58) S- 1 x 240 + 2 X 17	3	274	233
17 MUTUM PARANÁ ⁽¹⁾	A- 2 x 72 S- 1 x 136 + 2 x 72	3	280	238
18 NAZARÉ ⁽¹⁾	A- 2 x 40	2	80	64
19 NOVA CALIFÓRNIA ⁽¹⁾	A- 2 x 346	2	692	554
20 PACARANÃ ⁽¹⁾	A- 1 x (62 + 272) S- 3 x 136	3	408	347
21 PEDRAS NEGRAS ⁽¹⁾	A- 3 x 40 S- 3 x 17,6	3	120	96

SISTEMA		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
22	PIMENTA BUENO / PIE ROVEMA	A- 2 x 1500 + 3 x 2600 + 3 x 1500 S- 2 x 1500 + 4 x 2500	6	13.000	11.050
23	ROLIM DE M. DO GUAPORÉ ⁽¹⁾	A- 1 x 116 S- 2 x 58	2	116	99
24	SANTA CATARINA ⁽¹⁾	A- 1 x 53 S- 3 x 18	3	54	45
25	SÃO CARLOS ⁽¹⁾	A- 1 x (62 + 272) S- 1 x 58 + 2 x 136	2	334	284
26	SÃO FRANCISCO ⁽¹⁾	A- 1 x (1038 + 2538) S- 1 x 1500 + 3 x (346 + 846)	7	5.076	4.315
27	SÃO MIGUEL DO GUAPORÉ ⁽¹⁾	A- 1 x (346 + 846 + 1662) S- 1 x (846 + 1500 + 1660)	3	4.006	3.405
28	SÃO SEBASTIÃO ⁽¹⁾	A- 3 x 40 S- 2 x 40	3	120	96
29	SERINGUEIRAS ⁽¹⁾	A- 1 x (418 + 692 + 846) S- 1 x (419 + 845) + 2 x 346	3	1.956	1.566
30	SURPRESA ⁽¹⁾	A- 1 x 185 S- 1 x 72 + 2 x 58	3	188	160
31	TABAJARA ⁽¹⁾	A- 1 x 17 + 2 X 40	3	97	78
32	URUCUMACUÃ ⁽¹⁾	A- 1 x 174 S- 3 x 58,4	3	174	139
33	VALE ANARI ⁽¹⁾	A- 1 x (320 + 544 + 1000) S- 1 x 320 + 2 X 500	3	1.864	1.584
34	VILA EXTREMA ⁽¹⁾	A- 1 x (422 + 838) + 2 x 320 S- 1 x (360 + 422 + 830) + 2 x 419	5	2.450	2.083
35/ 36	VILHENA / COLORADO D'OESTE	A- 5 x 1250 + 7 x 1500 / 2 x (1000 + 1500) + 3 x 1400 S- 2 x 2500 + 5 x 1250 + 7 x 1500 / 1 x 2500 + 2 x (1000 + 1400 + 1500)	14 7	21.750 10.300	18.488 8.755
37	VISTA ALEGRE DO ABUNÃ ⁽¹⁾	A- 3 x 136 S- 4 x 500	4	2.000	1.700
TOTAL			148	101.060	85.246

Nota: ⁽¹⁾ Contrato de compra de energia com o PIE GUASCOR

**Quadro 5.5-10
Configuração do Parque Gerador Hidráulico da CERON**

PCH	Localidade	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)	
1	Alta Floresta ⁽¹⁾	Rolim Moura	1 x 3000	1	3.000	3.000
2	Altoé I ⁽¹⁾	Rolim Moura	1 x 744	1	744	744
3	Altoé II ⁽¹⁾	Rolim Moura	2 x 550	2	1.100	1.100
4	Cabixi I ⁽¹⁾	Vilhena	1 x 2700	1	2.700	2.700
5	Cabixi II ⁽¹⁾	Vilhena	1 x 2800	1	2.800	2.800
6	Cachoeira ⁽¹⁾	Vilhena	2 x 5000	2	10.000	10.000
7	Castaman ⁽¹⁾	Vilhena	1x 1844 + 1x 1480 + 1 x 1066	3	4.330	4.330
8	Cassol ⁽¹⁾	Rolim Moura	1 x 3600	1	3.600	3.600
9	Monte Belo ⁽¹⁾	Rolim Moura	2 x 2000	2	4.000	4.000
10	Rio Branco ⁽¹⁾	Rolim Moura	3 x 2.300	3	6.900	6.900
11	Rio Vermelho	Vilhena	2 x 1300	2	2.600	2.600
12	Ruttmann ⁽¹⁾	Chupinguaia	630	1	630	630
13	Primavera ⁽¹⁾		3 x 5.000	3	15.000	15.000
TOTAL				23	57.404	57.404

Nota: ⁽¹⁾ PCH de PIE

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da CERON

Total do requisito: 59,7 MW médio.

Total do recurso: 7,4 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da CERON +

21,9 MW médio de Geração Térmica a Óleo diesel de PIE +

1,4 MW médio de Geração Hidráulica de PCH da CERON +

29,0 MW médio de Geração Hidráulica de PCH de PIE.

Previsão de consumo de óleo diesel: 72.221 mil litros.

5.6. ESTADO DE RORAIMA

A BOA VISTA ENERGIA S.A – BOVESA, concessionária responsável pela transmissão e distribuição no Sistema Isolado de Boa Vista, é suprida pela ELETRONORTE na tensão de 69 kV na SE Boa Vista, distribuindo energia na capital, além de suprir a CER para atendimento aos sistemas isolados de Bonfim, Alto Alegre, Tamandaré, Mucajaí, São Raimundo, Vila Iracema, Santa Cecília e Cantá (4 MW médio em 2005).

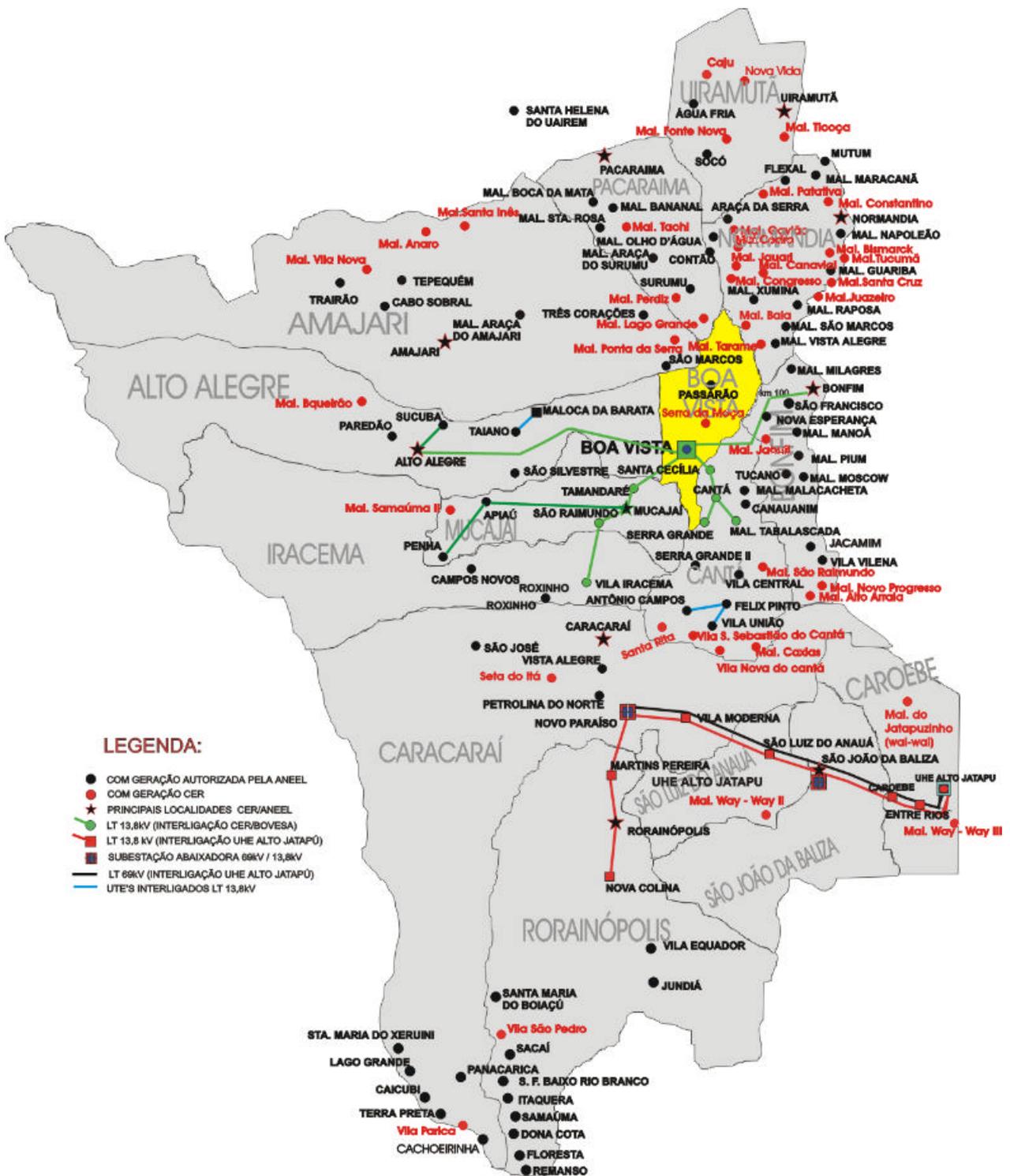
A CER é a concessionária responsável pela geração, predominantemente térmica a óleo diesel, e pela distribuição desta energia aos seus mercados isolados do interior de Roraima. Vale destacar a existência da PCH Alto Jatapú (região de Rorainópolis).

Em 2004 a localidade de Pacaraima passou a ser atendida integralmente pela importação de energia da empresa venezuelana ELEORIENTE.

A ELETRONORTE possui contrato de compra de energia da empresa venezuelana EDELCA, por meio da interligação em 230 kV ao Sistema da UHE Guri, em operação desde julho de 2001.

A Figura 5.6-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Roraima.

Figura 5.6-1 Sistemas Isolados do Estado de Roraima



5.6.1. CAPITAL – SISTEMA BOA VISTA

Carga Própria

A carga própria do Sistema Boa Vista prevista para 2005 é de 505.730 MWh (57,7 MW médio), correspondendo a uma demanda máxima de 82,4 MW. No Quadro 5.6-1 são apresentados os valores mensais do Sistema Boa Vista.

Quadro 5.6-1
Carga Própria do Sistema Boa Vista

Mês	Energia (MWh)	Demanda (kW)
Janeiro	41.372	72.436
Fevereiro	38.735	75.316
Março	44.060	76.642
Abril	41.800	78.446
Maiο	40.300	70.847
Junho	37.808	68.596
Julho	38.956	68.648
Agosto	41.457	75.945
Setembro	42.845	76.554
Outubro	47.176	80.789
Novembro	45.481	82.448
Dezembro	45.741	81.496
2005	505.730	82.448

Configuração do Parque Gerador

O parque gerador foi desativado, permanecendo apenas a UTE Floresta com 3 unidades geradoras a óleo diesel, na condição de reserva operativa para atendimento emergencial, no caso de indisponibilidade da interligação 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 18,0 + 2 x 22,0	3	62,0	58,0
TOTAL				3	62,0	58,0

Balanços de Energia e Demanda

Nos Quadros 5.6-3 a 5.6-6 são apresentados os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da BOA VISTA ENERGIA, respectivamente, em Boa Vista.

Quadro 5.6-3
Balanço de Energia da ELETRONORTE em Boa Vista (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanço
	Mercado Próprio	Suprimento à BOVESPA	Carga Própria	Geração	Recebimento EDELCA	TOTAL	
Janeiro	248	41.124	41.372	0	41.372	41.372	0
Fevereiro	232	38.503	38.735	0	38.735	38.735	0
Março	264	43.796	44.060	0	44.060	44.060	0
Abril	250	41.550	41.800	0	41.800	41.800	0
Mai	241	40.059	40.300	0	40.300	40.300	0
Junho	226	37.582	37.808	0	37.808	37.808	0
Julho	233	38.723	38.956	0	38.956	38.956	0
Agosto	248	41.209	41.457	0	41.457	41.457	0
Setembro	256	42.588	42.845	0	42.845	42.845	0
Outubro	282	46.894	47.176	0	47.176	47.176	0
Novembro	272	45.209	45.481	0	45.481	45.481	0
Dezembro	274	45.467	45.741	0	45.741	45.741	0
TOTAL	3.026	502.704	505.730	0	505.730	505.730	0

Nota: No balanço de energia da ELETRONORTE em Boa Vista não há indicação de déficit.

Quadro 5.6-4
Balanco de Demanda da ELETRONORTE no Sistema Boa Vista (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à BOVESA	Carga Própria	Geração	Recebimento EDELCA	TOTAL	
Janeiro	435	72.001	72.436	0	72.436	72.436	0
Fevereiro	451	74.865	75.316	0	75.316	75.316	0
Março	463	76.179	76.642	0	76.642	76.642	0
Abril	454	77.992	78.446	0	78.446	78.446	0
Mai	424	70.424	70.847	0	70.847	70.847	0
Junho	411	68.185	68.596	0	68.596	68.596	0
Julho	410	68.239	68.648	0	68.648	68.648	0
Agosto	436	75.509	75.945	0	75.945	75.945	0
Setembro	466	76.088	76.554	0	76.554	76.554	0
Outubro	496	80.293	80.789	0	80.789	80.789	0
Novembro	494	81.954	82.448	0	82.448	82.448	0
Dezembro	481	81.015	81.496	0	81.496	81.496	0

Nota: No balanço de demanda da ELETRONORTE em Boa Vista não há indicação de déficit.

Quadro 5.6-5
Balanco de Energia da BOA VISTA ENERGIA (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	Carga Própria	Geração	Recebimento	TOTAL	
Janeiro	38.513	2.611	41.124	0	41.124	41.124	0
Fevereiro	35.866	2.637	38.503	0	38.503	38.503	0
Março	41.110	2.686	43.796	0	43.796	43.796	0
Abril	38.819	2.731	41.550	0	41.550	41.550	0
Mai	37.277	2.782	40.059	0	40.059	40.059	0
Junho	34.749	2.833	37.582	0	37.582	37.582	0
Julho	35.818	2.905	38.723	0	38.723	38.723	0
Agosto	38.219	2.990	41.209	0	41.209	41.209	0
Setembro	39.518	3.070	42.588	0	42.588	42.588	0
Outubro	43.740	3.154	46.894	0	46.894	46.894	0
Novembro	41.967	3.242	45.209	0	45.209	45.209	0
Dezembro	42.133	3.334	45.467	0	45.467	45.467	0
TOTAL	467.733	34.975	502.704	0	502.704	502.704	0

Nota: No balanço de energia da BOA VISTA não há indicação de déficit.

Quadro 5.6-6
Balanco de Demanda da BOA VISTA ENERGIA (kW)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento à CER	TOTAL	Geração	Recebimento ELETRONORTE	TOTAL	
Janeiro	67.645	4.989	72.001	0	72.001	72.001	0
Fevereiro	70.477	5.046	74.865	0	74.865	74.865	0
Março	71.724	5.124	76.179	0	76.179	76.179	0
Abril	73.486	5.191	77.992	0	77.992	77.992	0
Mai	65.768	5.274	70.424	0	70.424	70.424	0
Junho	63.484	5.300	68.185	0	68.185	68.185	0
Julho	63.464	5.374	68.239	0	68.239	68.239	0
Agosto	70.724	5.448	75.509	0	75.509	75.509	0
Setembro	71.168	5.589	76.088	0	76.088	76.088	0
Outubro	75.272	5.727	80.293	0	80.293	80.293	0
Novembro	76.808	5.866	81.954	0	81.954	81.954	0
Dezembro	75.673	6.054	81.015	0	81.015	81.015	0

Nota: No balanço de demanda BOA VISTA não há indicação de déficit.

Nos Quadros 5.6-7 a 5.6-8 são apresentados os balanços de energia e de demanda da CER.

Quadro 5.6-7
Balanco de Energia da CER no Sistema Boa Vista (MWh)

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	Carga Própria	Geração	Recebimento BOVESA	TOTAL	
Janeiro	2.611	0	2.611	0	2.611	2.611	0
Fevereiro	2.637	0	2.637	0	2.637	2.637	0
Março	2.686	0	2.686	0	2.686	2.686	0
Abril	2.731	0	2.731	0	2.731	2.731	0
Mai	2.782	0	2.782	0	2.782	2.782	0
Junho	2.833	0	2.833	0	2.833	2.833	0
Julho	2.905	0	2.905	0	2.905	2.905	0
Agosto	2.990	0	2.990	0	2.990	2.990	0
Setembro	3.070	0	3.070	0	3.070	3.070	0
Outubro	3.154	0	3.154	0	3.154	3.154	0
Novembro	3.242	0	3.242	0	3.242	3.242	0
Dezembro	3.334	0	3.334	0	3.334	3.334	0
TOTAL	34.975	0	34.975	0	34.975	34.975	0

Nota: No balanço de energia da CER em Boa Vista para atendimento ao seu mercado, não há indicação de déficit.

**Quadro 5.6-8
Balanco de Demanda da CER no Sistema Boa Vista (kW)**

Mês	Requisito			Recurso			Balanco
	Mercado Próprio	Suprimento	TOTAL	Geração	Recebimento BOVESA	TOTAL	
Janeiro	4.989	0	4.989	0	4.989	4.989	0
Fevereiro	5.046	0	5.046	0	5.046	5.046	0
Março	5.124	0	5.124	0	5.124	5.124	0
Abril	5.191	0	5.191	0	5.191	5.191	0
Mai	5.274	0	5.274	0	5.274	5.274	0
Junho	5.300	0	5.300	0	5.300	5.300	0
Julho	5.374	0	5.374	0	5.374	5.374	0
Agosto	5.448	0	5.448	0	5.448	5.448	0
Setembro	5.589	0	5.589	0	5.589	5.589	0
Outubro	5.727	0	5.727	0	5.727	5.727	0
Novembro	5.866	0	5.866	0	5.866	5.866	0
Dezembro	6.054	0	6.054	0	6.054	6.054	0

Nota: No balanço de demanda da CER em Boa Vista, não há indicação de déficit.

Geração Térmica e Consumo de Óleo

A geração térmica para 2005 no Sistema Boa Vista é de 5,0 MW médio, correspondendo a um consumo de 16.442 mil litros de óleo diesel. Esses 5,0 MW médio de geração incluem 4,8 MW médio a título de reserva estratégica para aproximadamente 30 dias de geração, no caso de falha na interligação com a Venezuela (15.919 mil litros) e 0,2 MW médio a título de reserva operacional das unidades geradoras (523 mil litros). Ressalta-se que, neste caso, a geração de 0,2 MW médio não atenderá qualquer carga, uma vez que o contrato de importação de energia da Venezuela não permite paralelismo de geração.

No Quadro 5.6-9 são apresentados os valores previstos de geração e de consumo de óleo para a UTE Floresta.

**Quadro 5.6-9
Geração e Consumo de Óleo em Boa Vista**

Previsão de Geração (MW médio)	Térmica	5,0 MW médio			
		Empresa	UTE		Previsão de Geração
FLORESTA			5,0		
Previsão de Consumo de Óleo (mil litros)	Diesel	16.442 mil litros			
		Empresa	UTE	Tipo	Previsão de Consumo
			FLORESTA	DIESEL	

5.6.2. INTERIOR DO ESTADO DE RORAIMA

A CER é a concessionária responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Roraima, em 94 Sistemas Isolados, dos quais apenas Rorainópolis é hidrotérmico (PCH Alto Jatapú) e os demais puramente térmicos a óleo diesel.

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos 94 Sistemas Isolados da CER prevista para 2005 é 71.949 MWh (8,2 MW médio), correspondendo a uma demanda máxima de 14,8 MW. No Quadro 5.6-10 são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da CER monitorados pelo CCPE/CTEM.

Quadro 5.6-10
Carga Própria dos Sistemas da CER

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
CARACARAÍ	13.605	1,6	2,3
FÉLIX PINTO	1.468	0,2	0,3
JUNDIÁ	721	0,1	0,1
NORMANDIA	2.604	0,3	0,5
PACARAIMA ⁽¹⁾	4.520	0,5	0,9
PASSARÃO	667	0,1	0,2
RORAINÓPOLIS	22.215	2,5	5,6
SÃO JOÃO DA BALIZA	13.323	1,5	2,7
SÃO SILVESTRE	505	-	0,1
SURUMU	418	-	0,1
TAIANO	588	0,1	0,1
UIRAMUTÁ	730	0,1	0,1
VILA BRASIL	1.477	0,2	0,3
VISTA ALEGRE	440	-	-
TOTAL MONITORADO	63.281	7,4	13,3
TOTAL DAS DEMAIS LOCALIDADES	8.668	1,0	1,5
TOTAL DA CER INTERIOR	71.949	8,2	14,8
% MONITORADO	88%		

Nota: ⁽¹⁾ Atendimento por importação de energia da empresa venezuelana ELEORIENTE.

Configuração do Parque Gerador

A CER dispõe de 114 unidades geradoras térmicas a óleo diesel, totalizando 24 MW de potência nominal instalada nos seus 94 sistemas isolados, conforme apresentado no Quadro 5.6-11.

Quadro 5.6-11

Configuração do Parque Gerador da CER

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1	ÁGUA FRIA	A- 1 x 48	1	48	41
2	CAMPOS NOVOS	A- 1 x 57	1	180	153
		S- 1 x 180			
3	CANAUANIM	A- 1 x 24	1	24	20
4	CARACARAI	A- 2 x (536 + 2500)	4	6.272	5.331
		S- 2 x (536 + 2600)			
5	CONTÃO	A- 1 x 80	1	92	78
		S- 1 x 92			
6	EQUADOR	A- 1 x 108	2	216	184
		S- 2 x 108			
7	FÉLIX PINTO	A-2 x 300	2	600	510
8	JACAMIM	A- 1 x 10	1	10	9
9	JUNDIÁ	A- 2 x 200	2	400	340
10	LAGO GRANDE	A- 1 x 24	1	26	22
		S- 1 x 26,4			
11	MALOCA BOCA DA MATA	A- 1 x 48	1	48	41
12	MALOCA FLEXAL	A- 1 x 24	1	24	20
13	MALOCA DA RAPOSA	A- 1 x 56,8	1	64	54
		S- 1 x 64			
14	MALOCA DO ARAÇÁ (NORMANDIA)	A- 1 x 32	1	32	27
		S- 1 x 24			
15	MALOCA DO ARAÇÁ (AMAJARI)	A- 1 x 24	1	48	41
		S- 1 x 48			
16	MALOCA DO MANOÁ	A- 1 x 10	1	10	9
17	MALOCA GUARIBA	A- 1 x 24	1	24	19
18	MALOCA MALACACHETA	A- 1 x 65	1	65	55
		S- 1 x 48			
19	MALOCA MOSCOW	A- 1 x 4,8	1	5	4
20	MALOCA SANTA ROSA	A- 1 x 24	1	24	19
21	MALOCA S.MARCOS	A- 1 x 10	1	10	9
		S- 6			
22	MALOCA TRÊS CORAÇÕES	A- 2 x 160	2	320	272
23	MALOCA VISTA ALEGRE	A- 1 x 24	1	24	20
24	MARACANÃ	A- 1 x 56,8	1	57	48
25	MUTUM	A- 1 x 65	1	65	55
26	NAPOLEÃO	A- 1 x 72	1	72	61

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
27	NORMANDIA	A- 2 x 300 + 1 x 320	3	920	782
28	NOVA ESPERANÇA	A- 1 x 32	1	32	27
29	OLHO D'ÁGUA	A- 1 x 24	1	24	20
30	PANACARICA	A- 1 x 24	1	24	20
31	PAREDÃO	A- 1 x 32	1	70	60
		S- 1 x 70			
32	PASSARÃO	A- 1 x (352 + 300)	2	652	554
		S- 2 x 300			
33	PETROLINA DO NORTE	A- 1 x 65	1	80	68
		S- 1 x 80			
34	PIUM	A- 1 x 10	1	10	9
35	RORAINÓPOLIS	A- 1 x 2.600	1	2.600	2.210
36	SACAI	A- 1 X 48	1	48	41
37	SAMAÚMA	A- 1 x 10	1	10	9
38	SANTA MARIA DO BOIAÇU	A- 2 x 160	2	320	272
39	SÃO FRANCISCO	A- 2 x 92	2	400	340
		S- 2 x 200			
40	S. F. DO BAIXO R. BRANCO	A- 1 x 10	1	10	9
41	SÃO JOÃO DA BALIZA	A- 4 x 1200	4	5.920	5.032
		A- 4 x 1480			
42	SÃO SILVESTRE	A- 2 x 120	2	564	479
		S- 1 x (212 + 352)			
43	SOCÓ	A- 1 x 65	1	65	55
44	SURUMU	A- 1 x 212	2	496	422
		S- 1 x (212 + 284)			
45	TAIANO	A- 1 x 240	1	300	255
		S- 1 x 300			
46	TEPEQUÉM	A- 1 x 48	1	65	55
		S- 1 x 64,8			
47	TERRA PRETA	A- 1 x 24	1	24	20
48	TRAIRÃO	A- 2 x 160	2	320	272
49	UIRAMUTÃ	A- 2 x 120	2	320	272
		S- 1 x (120 + 200)			
50	VILA CACHOEIRINHA	A- 1 x 57	1	57	48
51	VILA BRASIL	A- 2 x 300	2	600	510
52	VILA CAICUBI	A- 1 x 48	1	48	41
53	VILA DONA COTA	A- 1 x 10	1	10	9
54	VILA FLORESTA	A- 1 x 24	1	24	20
55	VILA ITAQUERA	A- 1 x 10	1	24	20
		S- 1 x 24			
56	VILA MILAGRE	A- 1 x 10	1	12	10
		S- 1 x 12			
57	VILA REMANSO	A- 1 x 26,4	1	26	22
58	VILA SÃO JOSÉ	A- 1 x 65	1	65	55

Sistema		Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
		S- 1 x 62,4			
59	VILA VILENA	A- 1 x 64	1	101	86
		S- 1 x 101			
60	VISTA ALEGRE	A- 1 x 160	1	160	136
		S- 1 x 132			
61	SANTA MARIA DO XERUINÍ	A- 1 x 24	1	24	20
62	XUMINA	A- 1 x 14,4	1	14	12
63	BISMARCK	S- 1 x 6	1	6	5
64	BOQUEIRÃO	S- 1 x 26	1	26	22
65	MALOCA ANARO	S- 1 x 6	1	6	5
66	MALOCA CANAVIAL	S- 1 x 10	1	10	9
67	MALOCA CEDRO	S- 1 x 6	1	6	5
68	MALOCA CONGRESSO	S- 1 x 6	1	6	5
69	MALOCA CONSTANTINO	S- 1 x 6	1	6	5
70	MALOCA DO CAJU	S- 1 x 6	1	6	5
71	MALOCA GAVIÃO	S- 1 x 6	1	6	5
72	MALOCA JABUTI	S- 1 x 17	1	17	14
73	MALOCA JAVARI	S- 1 x 8	1	8	7
74	MALOCA JUAZEIRO	S- 1 x 6	1	6	5
75	MALOCA JAUARI	S- 1 x 6	1	6	5
76	MALOCA LAGO GRANDE	S- 1 x 64	1	64	54
77	MALOCA NOVA VIDA	S- 1 x 10	1	10	9
78	MALOCA PATATIVA	S- 1 x 6	1	6	5
79	MALOCA PERDIZ	S- 1 x 10	1	10	9
80	MALOCA PONTA DA SERRA	S- 1 x 6	1	6	5
81	MALOCA SANTA CRUZ	S- 1 x 6	1	6	5
82	MALOCA SANTA INÊS	S- 1 x 6	1	6	5
83	MALOCA TARAME	S- 1 x 6	1	6	5
84	MALOCA TUCUMÃ	S- 1 x 6	1	6	5
85	MALOCA WAY-WAY	S- 1 x 24	1	24	20
86	MALOCA WAY-WAY II	S- 1 x 24	1	24	20
87	NOVO PROGRESSO	S- 1 x 24	1	24	20
88	SAMAÚMA (NOVA ESPERANÇA II)	S- 1 x 48	1	48	41
89	SÃO SEBASTIÃO	S- 1 x 24	1	24	20
90	TUCANO	S- 1 x 24	1	24	20
91	VILA CAXIAS	S- 1 x 24	1	24	20
92	VILA DO ITÃ	S- 1 x 10	1	10	9
93	VILA PARICÁ	S- 1 x 10	1	10	9
94	VILA SÃO RAIMUNDO	S- 1 x 24	1	24	20
TOTAL			114	23.670	20.117

Configuração do Parque Gerador Hidráulico da CER

	PCH	Localidade	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1	Alto Jatapú	S.J da Baliza	2 x 2500	2	5.000	5.000

Balanco de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo – Sistemas da CER

Total do requisito: 8,2 MW médio.

Total do recurso: 4,4 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da CER +

1,5 MW médio de Geração Térmica a Óleo diesel de PIE ROVEMA +

1,7 MW médio de Geração Hidráulica de PCH da CER +

0,6 MW médio de recebimento de energia da Venezuela para atendimento a Pacaraima.

Previsão de consumo de óleo diesel: 15.670mil litros.

5.7. ESTADO DE MATO GROSSO

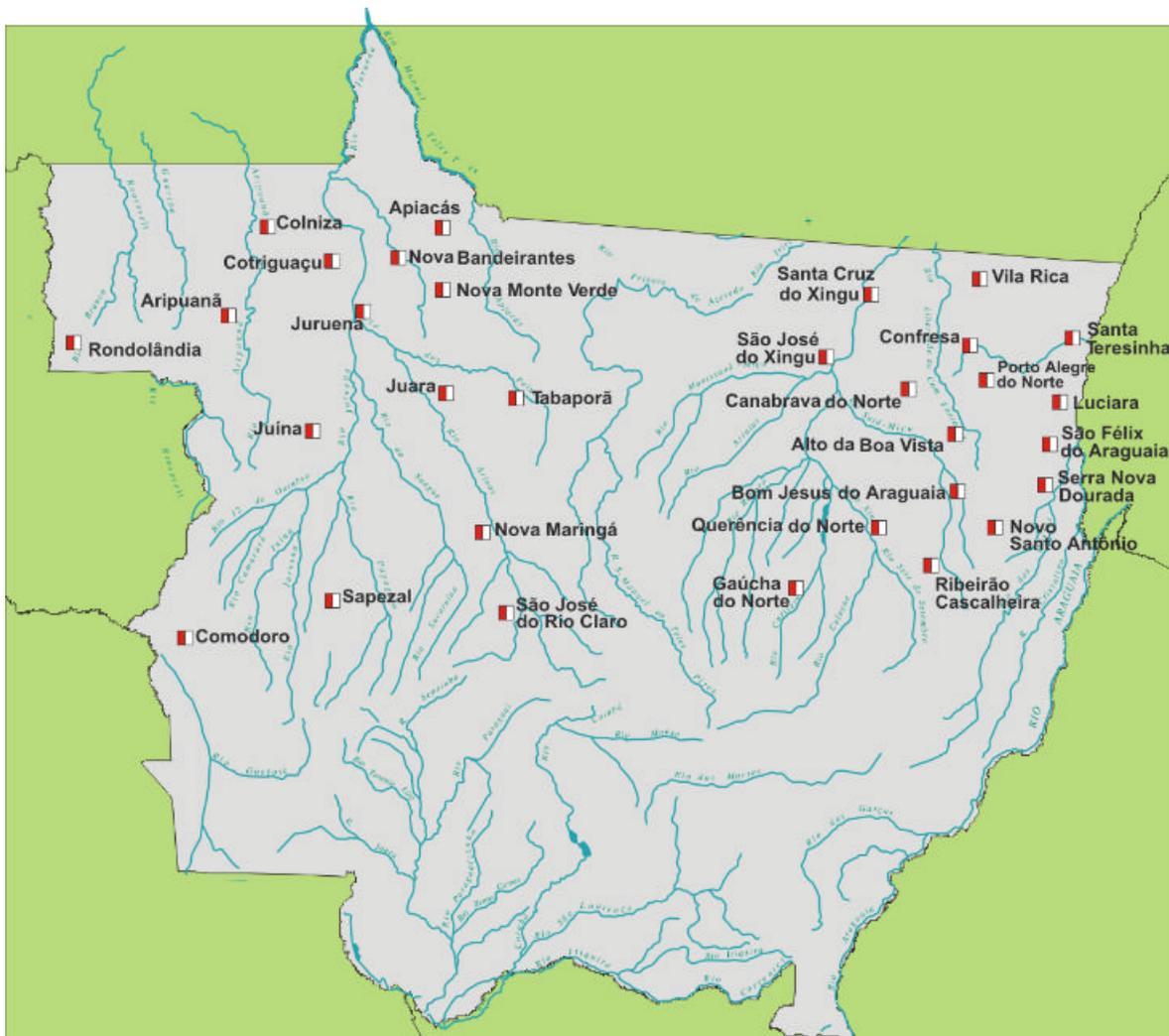
A CEMAT é a concessionária responsável pelo atendimento energético à Capital e parte do interior do Estado através do Sistema Interligado Brasileiro.

A CEMAT também é responsável pela geração e distribuição de energia no interior do Estado de Mato Grosso, em 31 Sistemas Isolados, sendo 26 puramente térmicos a óleo diesel, e 5 hidrotérmicos³.

Em 2005 está prevista para março a interligação entre Aripuanã e Colniza à PCH Faxinal II e conseqüente desativação destas UTEs.

A Figura 5.7-1 apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Mato Grosso.

Figura 5.7-1 Sistemas Isolados do Estado de Mato de 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).

Carga Própria

A soma das cargas próprias de energia dos 31 Sistemas Isolados da CEMAT prevista para 2005 é 46,5 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 105,1 MW, conforme apresentado no Quadro 5.7-1.

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 5.7-1

Carga Própria dos Sistemas da CEMAT

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médios)	(MWh/h)
APIACÁS	7.643	0,9	1,7
COLNIZA	2.306	0,3	2,7
COMODORO ⁽¹⁾	16.542	1,9	4,6
CONFRESA	7.176	0,8	1,5
COTRIGUAÇU	5.224	0,6	1,2
JUARA	49.017	5,6	9,3
JUÍNA ⁽²⁾	53.595	6,1	13,1
JURUENA	7.316	0,8	1,4
NOVA BANDEIRANTES	8.433	1,0	2,2
PORTO ALEGRE DO NORTE	5.209	0,6	1,1
QUERÊNCIA DO NORTE	12.852	1,5	2,9
RIBEIRÃO CASCALHEIRA	6.709	0,8	1,5
SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	8.168	0,9	1,6
SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	18.958	2,2	4,0
SAPEZAL ⁽³⁾	78.509	9,0	35,1
VILA RICA	28.186	3,2	6,1
TOTAL MONITORADO	315.843	36,2	90,1
TOTAL DAS DEMAIS LOCALIDADES	91.404	10,3	14,9
TOTAL DA CEMAT INTERIOR	407.247	46,5	105,1
% MONITORADO	78%		

Notas:

⁽¹⁾ Do total de carga própria de 16.542 MWh, 4.139 MWh correspondem à parcela do mercado atendida por geração térmica.

⁽²⁾ Do total de carga própria de 53.595MWh, 29.517 MWh correspondem à parcela do mercado atendida por geração térmica.

⁽³⁾ Do total de carga própria de 78.509 MWh, 1.905 MWh correspondem à parcela do mercado atendida por geração térmica.

Configuração do Parque Gerador

A CEMAT dispõe de 206 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 105 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado no Quadro 5.7-2. Além disso, dispõe de 25 unidades geradoras hidráulicas totalizando 33 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado no Quadro 5.7-3.

A CEMAT dispõe de 206 unidades geradoras térmicas a óleo diesel e 25 unidades geradoras hidráulicas, totalizando 105 MW e 33 MW de potência nominal instalada térmica e hidráulica, respectivamente, conforme apresentado nos Quadros 5.7-2 e 5.7-3

Quadro 5.7-2

Configuração do Parque Gerador Térmico dos Sistemas da CEMAT

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 ALTO DA BOA VISTA	A- 1 x (144 + 300 + 324 + 400 + 410)	5	1.578	1.341
2 APIACÁS	A- 1 x (324 + 409,6) + 2 x 400 + 4 x 300	8	2.733,6	2.187
3 ARIPUANÃ	A- 1 x (1700 + 1825) + 2 x 324	4	4.173	3.338
4 BOM JESUS DO ARAGUAIA	A- 2 x 144 + 1 x 260	3	548	438
5 CANABRAVA NORTE	A- 1 x (300 + 240) + 2 x 160	4	860	731
6 COLNIZA	A- 1 x 324 + 2 x 1250 + 9 x 300	12	5.524	4.695
7 COMODORO	A- 1 x 600 + 2 x (300 + 324 + 1250)	7	4.348	3.696
8 CONFRESA	A- 1 x 160 + 7 x 300	8	2.260	1.921
9 COTRIGUAÇU	A- 2 x (260 + 300) + 3 x 324	7	2.092	1.778
10 GAÚCHA DO NORTE	A- 1 x (144 + 260 + + 324 +400) + 2 x 300	6	1.728	1.469
	S- 1 x (324 + 400) + 2 x (144 + 300)			
11 JUARA	A- 4x300+1x324+2x1700+3x2600	10	12.724	10.179
12 JUÍNA	A- 1 x (2600+2752) + 4x1700 + 6 x 300	12	13.952	11.162
13 JURUENA	A- 1 x (240+324) + 2 x (300+1250) + 3x410	9	4.894	3.915
14 LUCIARA	A- 2 x 324 + 1 x 410 + 1 x 260	4	1.318	1.054
15 NOVA BANDEIRANTES	A- 1 x (340+ 410) + 2 x (300 + 400) + 4 x 324	10	3.446	2.929
16 NOVA MARINGA	A- 1 x (144 + 358 + 400) + 3 x 300	6	1.802	1.532
17 NOVA MONTE VERDE	A- 1 x (144+ 340+410) + 4 x 300	7	2.094	1.780
18 NOVO SANTO ANTONIO	A- 1 x (160 + 144 + 324)	3	628	534
19 PORTO ALEGRE DO NORTE	A- 2 x 300 + 1 x 410 +2 x (324 + 400)	7	2.458	1.966
20 QUERÊNCIA DO NORTE	A- 1 x 400 + 3 x 410 + 5 x 300	9	3.130	2.661
21 RIBEIRÃO CASCALHEIRA	A- 6 x 300	6	1.800	1.440

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
22 RONDOLÂNDIA	A- 1 x (80 + 100 + 260 + 320)	4	760	608
23 SANTA CRUZ DO XINGÚ	A- 1 x (144 + 220 + 260)	3	624	499
24 SANTA TEREZINHA	A- 1 x (160 + 400) x 3 x 300	5	1.460	1.241
25 SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	A- 1 x 324 + 7 x 300	8	2.424	1.939
26 SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	A- 1 x (324 + 900) + 2 x 1250 + 5 x 300)	9	5.224	4.440
27 SÃO JOSÉ DO XINGÚ	A- 1 x (281,6 + 300 + 324) + 2 x 144	5	1.194	1.015
28 SAPEZAL	A- 4 x 600 + 1 x 1700 + 2 x 2868	7	9.836	7.869
29 SERRA NOVA DOURADA	A- 1 x (48 + 144 + 160)	3	352	299
30 TABAPORÃ	A- 1 x 400 + 6 x 300	7	2.200	1.870
31 VILA RICA	A- 1 x (324 + 1700) + 2 x 1.825 + 4 x 300	8	6.874	5.843
TOTAL		206	105.039	86.369

Quadro 5.7-3 Configuração do Parque Gerador Hidráulico da CEMAT

PCH	Localidade	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL(kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
1 Aripuanã	Aripuanã	2 x 400	2	800	800
2 Faxinal ⁽¹⁾	Aripuanã	1 x 300 + 1 x 2200	2	2.500	2.500
3 Galera ⁽²⁾	N. Lacerda	1 x 770	1	770	770
4 Juina	Juina	4 x 1150	4	4.600	4.600
5 Margarida ⁽²⁾	Comodoro	1 x 260 + 1 x 295	2	555	555
6 Massuti ⁽²⁾	C. Julios	1 x 600	1	600	600
7 Prata ⁽²⁾	Comodoro	1 x 1700	1	1.700	1.700
8 Santa Lúcia I ⁽²⁾	Sapezal	2 x (1200 + 625)	4	3.650	3.650
9 Santa Lúcia II ⁽²⁾	Sapezal	1 x 1200 + 4 x 1600	5	7.600	7.600
10 Tucunaré ⁽²⁾	Sapezal	1 x 200	1	200	200
11 Faxinal II ⁽²⁾	Aripuanã/Comodoro	2 x 5.000	2	10.000	10.000
TOTAL			25	32.975	32.975

Nota: ⁽¹⁾ PCH de Auto Produtor; ⁽²⁾ PCH de PIE

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

Total do requisito: 46,5 MW médio;

Total do recurso: 27,8 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da CEMAT +

3,5 MW médio de Geração Hidráulica de PCH da CEMAT +

15,2 MW médio de Geração Hidráulica de PCH de PIE e autoprodutores

Previsão de consumo de óleo diesel: 72.902 mil litros

6 ATENDIMENTO AOS DEMAIS MERCADOS DE ENERGIA ISOLADOS

6.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE CAMAMÚ - ESTADO DA BAHIA

A COELBA é a concessionária responsável pelo atendimento a ilha de Camamú por meio de uma usina térmica à base de óleo diesel.

Carga Própria

A carga própria de energia prevista para 2005 é 0,1 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 0,2 MW, conforme apresentado no Quadro 6.1-1.

Quadro 6.1-1

Carga Própria do Sistema Ilha Grande da COELBA

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
ILHA GRANDE	887	0,1	0,3

Configuração do Parque Gerador

A COELBA dispõe de 5 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 1,6 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 6.1-2.

Quadro 6.1-2

Configuração do Parque Gerador do Sistema Ilha Grande da COELBA

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
ILHA GRANDE	A- 1 x (157 + 169 + 282) + 2 x 485	5	1.578	1.262
	S- 1 x (180 + 200 + 280)			

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

Total do requisito: 0,1 MW médio;

Total do recurso: 0,1 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da COELBA

Previsão de consumo de óleo diesel: 251 mil litros

6.2. SISTEMA ISOLADO DE BATAVO - 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.

Carga Própria

A carga própria de energia de Batavo prevista para 2005 é de 0,1 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 0,3 MW, conforme apresentado no Quadro 6.2-1.

Quadro 6.2-1
Carga Própria de Batavo

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
BATAVO	801	0,1	0,2

Configuração do Parque Gerador

A CEMAR dispõe de 3 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 0,9 MW de potência nominal instalada, conforme apresentado no Quadro 6.2-2.

Quadro 6.2-2
Configuração do Parque Gerador da UTE Batavo

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
BATAVO	A- 1 x 304 + 2 x 284	3	872	698

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

Total do requisito: 0,1 MW médio;

Total do recurso: 0,1 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da CEMAR

Previsão de consumo de óleo diesel: 240 mil litros

6.3. ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL

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

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

Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado de Porto Murtinho prevista para 2005 é 1,3 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 3,6 MW, conforme apresentado no Quadro 6.3-1

Quadro 6.3-1
Carga Própria de Porto Murtinho

Localidade	Energia Anual		Demanda Máxima Anual
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
PORTO MURTINHO	15.020	1.7	3,6

Configuração do Parque Gerador

A ENERSUL dispõe de 3 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 4,5 MW de potência nominal, conforme apresentado no Quadro 6.3-2.

Quadro 6.3-2
Configuração do Parque Gerador da UTE Porto Murtinho

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

Balço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

Total do requisito: 1,7MW médio;

Total do recurso: 1,7 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da ENERSUL

Previsão de consumo de óleo diesel: 4.506 mil litros

6.4. 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.

Carga Própria

A carga própria de energia do Sistema Isolado da ilha de Fernando de Noronha prevista para 2005 é de 0,9 MW médio, correspondendo a uma demanda máxima de 1,4 MW, conforme apresentado no Quadro 6.4-1.

Quadro 6.4-1

Carga Própria de Fernando de Noronha

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médio)	(MW)
FERNANDO DE NORONHA	7.795	0,9	1,4

Configuração do Parque Gerador

A CELPE dispõe de 3 unidades geradoras térmicas a óleo diesel totalizando 2,7 MW de potência nominal, de acordo com o Quadro 6.4-2.

Quadro 6.4-2

Configuração do Parque Gerador da UTE Tubarão

Sistema	Configuração	Número de Unidades	Potência Nominal TOTAL (kW)	Potência Efetiva TOTAL (kW)
TUBARÃO	A- 1 x (354 + 328) + 4 x 408	3	2.730	2.321
	S- 3 x 910			

Balanço de Energia, Geração Térmica e Consumo de Óleo

Total do requisito: 0,9 MW médio;

Total do recurso: 0,9 MW médio de Geração Térmica a óleo diesel da CELPE

Previsão de consumo de óleo diesel: 2.339 mil litros

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

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

CELPA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ

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

CGE – CEARÁ GERADORA DE ENERGIA

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

ELN-PV – ELETRONORTE em Porto Velho

ELN-RB – ELETRONORTE em Rio Branco

ENERSUL – EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL

GCPS – GRUPO COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

MESA – MANAUS ENERGIA

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
