GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE - GTON

PLANO DE OPERAÇÃO PARA 2000

SISTEMAS ISOLADOS

GTON / CTP – 001/2000

FEVEREIRO 2000

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 3

2. OBJETIVO 4

3. PREMISSAS BÁSICAS 4

3.1 MERCADO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA 4

3.2 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS 5

3.3 CONSUMO ESPECÍFICO DAS UNIDADES TÉRMICAS 6

3.4 MERCADO PARA FINS DE RATEIO DA CCC-ISOL DE 2000 6

4. PRINCIPAIS RESULTADOS 6

4.1 TOTAL DE GERAÇÃO HIDRÁULICA, TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO 6

4.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA 7

4.3 PERCENTUAIS DE RATEIO PARA CÁLCULO DAS QUOTAS DA CCC-ISOL DE 2000 7

5. ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DOS ESTADOS DA REGIÃO NORTE 8

5.1 ESTADO DO ACRE 8

5.1.1. SISTEMA RIO BRANCO 9

5.1.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO ACRE 10

5.2 ESTADO DO AMAPÁ 12

5.2.1. SISTEMA MACAPÁ 12

5.2.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ 14

5.3 ESTADO DO AMAZONAS 16

5.3.1. SISTEMA MANAUS 17

5.3.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAZONAS 18

5.4 ESTADO DO PARÁ 20

5.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO PARÁ 20

5.5 ESTADO DE RONDÔNIA 22

5.5.1. SISTEMA PORTO VELHO 22

5.5.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO RONDÔNIA 24

5.6 ESTADO DE RORAIMA 26

5.6.1. SISTEMA BOA VISTA 26

5.6.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE RORAIMA 28

5.7 ESTADO DE TOCANTINS 29

5.7.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE TOCANTINS 29

6. ATENDIMENTO AOS DEMAIS MERCADOS DE ENERGIA DOS SISTEMAS ISOLADOS DO INTERIOR 30

6.1 ESTADO DA BAHIA 30

6.1.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE CAMAMÚ 30

6.2 ESTADO DO MARANHÃO 31

6.2.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO MARANHÃO 31

6.3 ESTADO DE MATO GROSSO 32

6.3.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO 32

6.4 ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL 33

6.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL 33

6.5 ESTADO DE PERNAMBUCO 34

6.5.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA 34

7. ABREVIATURAS E SIGLAS 37

8. ANEXOS 39

8.1 QUADRO I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA 39

8.2 QUADRO II – NÚMERO DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONCESSIONÁRIA 40

8.3 QUADRO III – NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS E POTÊNCIA INSTALADA 41

8.4 QUADRO IV – TOTAIS DE GERAÇÃO HIDRÁULICA, TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO 42

8.5 QUADRO V – GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA 42

8.6 QUADRO VI – PERCENTUAIS DE RATEIO DA CCC-ISOL 43

8.7 QUADRO VII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA RIO BRANCO 45

8.8 QUADRO VIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM RIO BRANCO 46

8.9 QUADRO IX – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO 46

8.10 QUADRO X – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO 47

8.11 QUADRO XI – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO....47
8.12 QUADRO XII – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETROACRE EM RIO BRANCO....48
8.13 QUADRO XIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM RIO BRANCO....48
8.14 QUADRO XIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ELETROACRE....49
8.15 QUADRO XV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA ELETROACRE....49
8.16 QUADRO XVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MACAPÁ....50
8.17 QUADRO XVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MACAPÁ....51
8.18 QUADRO XVIII – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ....51
8.19 QUADRO XIX – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM MACAPÁ....52
8.20 QUADRO XX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEA EM MACAPÁ....52
8.21 QUADRO XXI – BALANÇO DE DEMANDA DA CEA EM MACAPÁ....53
8.22 QUADRO XXII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MACAPÁ....54
8.23 QUADRO XXIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEA....55
8.24 QUADRO XXIV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEA....55
8.25 QUADRO XXV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MANAUS....56
8.26 QUADRO XXVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM MANAUS....57
8.27 QUADRO XXVII – BALANÇO DE ENERGIA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS....57
8.28 QUADRO XXVIII – BALANÇO DE DEMANDA DA MANAUS ENERGIA EM MANAUS....58
8.29 QUADRO XXIX – BALANÇO DE ENERGIA DA CEAM EM MANAUS....58
8.30 QUADRO XXX – BALANÇO DE DEMANDA DA CEAM EM MANAUS....59
8.31 QUADRO XXXI – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MANAUS....60
8.32 QUADRO XXXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEAM....61
8.33 QUADRO XXXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEAM....61
8.34 QUADRO XXXIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CELPA....64
8.35 QUADRO XXXV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA JARCEL....64
8.36 QUADRO XXXVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CELPA....64
8.37 QUADRO XXXVII - CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA JARCEL....66
8.38 QUADRO XXXVIII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA PORTO VELHO....66
8.39 QUADRO XXXIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM PORTO VELHO....67

8.40 QUADRO XL – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO 67
8.41 QUADRO XLI – BALANÇO DE DEMANDA DA ELETRONORTE EM PORTO VELHO 68
8.42 QUADRO XLII – BALANÇO DE ENERGIA DA CERON EM PORTO VELHO.....68
8.43 QUADRO XLIII – BALANÇO DE DEMANDA DA CERON EM PORTO VELHO 69
8.44 QUADRO XLIV – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM PORTO VELHO.....70
8.45 QUADRO XLV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CERON 71
8.46 QUADRO XLVI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CERON 71
8.47 QUADRO XLVII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA BOA VISTA.....73
8.48 QUADRO XLVIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR EM BOA VISTA 74
8.49 QUADRO XLIX – BALANÇO DE ENERGIA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA.....74
8.50 QUADRO L – BALANÇO DE DEMANDA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA.....75
8.51 QUADRO LI – BALANÇO DE ENERGIA DA CER EM BOA VISTA 75
8.52 QUADRO LII – BALANÇO DE DEMANDA DA CER EM BOA VISTA 76
8.53 QUADRO LIII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM BOA VISTA 76
8.54 QUADRO LIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CER 77
8.55 QUADRO LV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CER 77
8.56 QUADRO LVI – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CELTINS 79
8.57 QUADRO LVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CELTINS.....79
8.58 QUADRO LVIII – CARGA PRÓPRIA DA ILHA DE CAMAMÚ DA COELBA.....80
8.59 QUADRO LIX – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE CAMAMÚ DA COELBA.....80
8.60 QUADRO LX – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAR.....80
8.61 QUADRO LXI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAR 81
8.62 QUADRO LXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAT 81
8.63 QUADRO LXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAT 81
8.64 QUADRO LXIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ENERSUL 83
8.65 QUADRO LXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA ENERSUL.....83
8.66 QUADRO LXVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA DE FERNANDO DE NORONHA DA CELPE 84
8.67 QUADRO LXVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE F. DE NORONHA DA CELPE.....84
8.68 GRÁFICO I – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE COARACY NUNES.....85

8.69 GRÁFICO II – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE BALBINA 86

8.70 GRÁFICO III – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE SAMUEL 87

8.71 FIGURA I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA (MWH) 88

8.72 FIGURA II – POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA (MW) 89

8.73 FIGURA III – PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA (MWH) 90

8.74 FIGURA IV – PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO (1000 LITROS DE DIESEL / TONELADAS DE COMBUSTÍVEL) ..91

8.75 FIGURA V – PARTICIPAÇÃO DE CADA REGIÃO NO RATEIO DA CCC-ISOL DE 2000 92

8.76 FIGURA VI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO ACRE 93

8.77 FIGURA VII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAPÁ 94

8.78 FIGURA VIII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAZONAS 95

8.79 FIGURA IX – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO PARÁ 96

8.80 FIGURA X – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RONDÔNIA 97

8.81 FIGURA XI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RORAIMA 98

8.82 FIGURA XII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE MATO GROSSO 99

1. INTRODUÇÃO

O Plano de Operação dos Sistemas Isolados é o instrumento de planejamento anual da operação dos sistemas energéticos desconectados das respectivas malhas elétricas dos grandes sistemas interligados brasileiros. Estes Sistemas Isolados estão localizados, em sua maioria, na Região Norte do país, numa área que representa 45% do território nacional, onde se verifica uma baixa densidade demográfica, correspondendo a aproximadamente 2,5 milhões de consumidores em uma população da ordem de 4,5 milhões.

Este documento, instituído originalmente pela Portaria MINFRA Nº 179, de 28 de agosto de 1991, foi reafirmado através da legislação estabelecida pela Lei Nº 8631, de 04 de março de 1993, e pelo Decreto Nº 774, de 18 de março de 1993, e mantido no novo modelo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, através da Resolução ANEEL Nº 350, de 22 dezembro de 1999. Elaborado anualmente, o Plano de Operação tem como horizonte de estudo o ano subseqüente ao de sua elaboração, conforme metodologia aprovada no relatório Metodologias e Critérios para Elaboração dos Planos e Programas de Operação dos Sistemas Isolados.

Na elaboração deste trabalho estão envolvidos a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável pela homologação e/ou aprovação das potências instaladas e do número de horas/dia de funcionamento das fontes supridoras de energia às localidades dos Sistemas Isolados, e o Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON.

2. OBJETIVO

Os principais produtos do Plano de Operação são as previsões de geração térmica e de consumo de combustíveis por concessionária, para fins de composição da Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, e a determinação dos intercâmbios de energia e demanda a serem contratados com a ELETRONORTE pela CEA, CERON e ELETROACRE, com a MANAUS ENERGIA pela CEAM, bem como com a BOA VISTA ENERGIA pela CER, empresas distribuidoras de energias nos estados do Amapá, Rondônia, Acre, Amazonas e Roraima, respectivamente.

Também são produtos do Plano de Operação a previsão de geração térmica e de consumo de combustíveis por concessionária, a avaliação das condições de atendimento energético das capitais dos Estados da Região Norte e os percentuais de rateio da CCC-ISOL por concessionária de energia elétrica.

3. PREMISSAS BÁSICAS

3.1 MERCADO DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA

O mercado de carga própria de energia previsto para 2000 foi o aprovado pelo Comitê de Estudos de Mercado – CTEM do GCPS, atual Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos - CCPE, correspondente ao ciclo 1999, totalizando cerca de 7.920 GWh (902 MW médios) e representando um crescimento de 3,3% em relação à previsão de 1999.

Conforme estabelecido pela Resolução ANEEL Nº 315, de 01 de outubro de 1998, este Plano Anual de Operação considerou 24 horas de fornecimento de energia para todas as localidades.

A Figura I apresenta os valores de carga própria de energia de cada concessionária previstos para 2000. No Quadro I são mostradas as taxas de crescimento em relação aos valores previstos para 1999.

3.2 CONFIGURAÇÃO DOS SISTEMAS ISOLADOS

A configuração dos Sistemas Isolados considerada neste documento é a que foi autorizada pela ANEEL até 31 de agosto de 1999. Para o atendimento destes mercados, existiam em operação 325 Sistemas Isolados até o final de 1999, sendo que há uma previsão de redução para 320 até o final de 2000, caso se concretize o cronograma de alteração de configuração apresentado no Quadro II.

O total de unidades geradoras destes Sistemas é 991, correspondendo a uma capacidade instalada de cerca de 2.339 MW, conforme apresentado no Quadro III e na Figura II, dos quais aproximadamente 1830 MW são de origem térmica. Este conjunto conta com três sistemas hidrotérmicos principais, localizados nas capitais dos estados do Amazonas, Rondônia e Amapá, que são operados pela MANAUS ENERGIA e pela ELETRONORTE, bem como com outros de menor porte localizados no interior dos estados de Rondônia, Roraima e Mato Grosso.

3.3 CONSUMO ESPECÍFICO DAS UNIDADES TÉRMICAS

Foram adotados consumos específicos, máximos admissíveis por unidade geradora, homologados, pela ANEEL, limitados em 0,300 l/kWh para motores e em 0,380 l/kWh para unidades a gás.

Vale ressaltar que estes valores vem sendo praticados desde a CCC-ISOL de 1996.

3.4 MERCADO PARA FINS DE RATEIO DA CCC-ISOL DE 2000

Foram consideradas as vendas diretas de energia a consumidores finais verificadas em 1998, aprovadas pelo GCPS/CTEM para fins de cálculo dos percentuais de rateio a serem utilizados na obtenção das quotas de rateio da CCC-ISOL de 2000.

4. PRINCIPAIS RESULTADOS

4.1 TOTAL DE GERAÇÃO HIDRÁULICA, TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO

O Quadro IV apresenta os totais de geração hidráulica, térmica e de consumo de combustíveis previstos para 2000, bem como as taxas de variação em relação aos valores previstos para 1999.

4.2 PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA E CONSUMO DE ÓLEO POR EMPRESA

O Quadro V apresenta os totais de geração térmica e de consumo de combustíveis previstos para 2000 por empresa. As figuras III e IV apresentam, respectivamente, os totais de geração térmica e de consumo de combustíveis por Estado.

4.3 PERCENTUAIS DE RATEIO PARA CÁLCULO DAS QUOTAS DA CCC-ISOL DE 2000

A Figura V apresenta a participação de cada Região do país no valor da CCC-ISOL para 2000 e Quadro VI os percentuais para cálculo do rateio da CCC-ISOL por concessionária.

5. ATENDIMENTO AOS MERCADOS DE ENERGIA DOS ESTADOS DA REGIÃO NORTE

5.1 ESTADO DO ACRE

O Estado do Acre, localizado no extremo oeste da Região Norte, ocupa uma área de 153.149,9 km². Sua população é de cerca de 0,5 milhão de habitantes, distribuídos em 22 municípios, sendo que residem aproximadamente 210 mil pessoas na capital Rio Branco. Dentre os municípios mais populosos, além da capital, destacam-se Cruzeiro do Sul, Tarauacá, Sena Madureira e Brasiléia. A sua economia representa 0,15% do PIB do país, onde predominam atividades agrícolas, pecuárias e de mineração de ouro.

A baixa densidade demográfica de 2,7 hab./ km² e a precariedade dos meios de transporte, normalmente fluvial, uma vez que grande parte da população vive à beira-rio, havendo poucas estradas e nenhuma ferrovia, contribuem para que haja duas regiões econômicas distintas, ligadas apenas por uma estrada de terra: Alto Purus, com sede na capital Rio Branco, e Alto Juruá, centralizada em Cruzeiro do Sul. Estas características influenciam sobremaneira o atendimento aos mercados de energia elétrica, principalmente do interior do estado, no aspecto da logística de abastecimento de óleo utilizado para geração térmica nos seus Sistemas Isolados.

A ELETRONORTE é a concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Rio Branco. Já a ELETROACRE é a responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e pela geração, transmissão e distribuição no interior do estado. A Figura VI apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Acre.

5.1.1. SISTEMA RIO BRANCO

5.1.1.1 Mercado de Carga Própria de Rio Branco

A carga própria do Sistema Rio Branco para 2000, prevista pelo GCPS/CTEM, é da ordem de 43 MW médios e 66 MWh/h. No Quadro VII são apresentados os valores mensais deste mercado.

5.1.1.2 Configuração do Parque Gerador de Rio Branco

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Rio Branco conta com um parque gerador puramente térmico constituído pelas UTEs Rio Branco I, Rio Branco II e Rio Acre, totalizando 37 unidades dieselelétricas, sendo 29 da ELETRONORTE e 8 unidades alugadas, num total de 113,4 MW de potência nominal instalada. Adicionalmente, a ELETRONORTE irá contratar um total de 40 MW, à base de aluguel, em unidades térmicas de no máximo 10 MW cada, previstas para entrarem em operação no 2º semestre de 2000, no sentido de melhorar a confiabilidade deste Sistema, em razão dos freqüentes problemas de indisponibilidade das atuais unidades geradoras. A configuração do parque gerador de Rio Branco é apresentada no Quadro VIII.

5.1.1.3 Balanços de Energia e Demanda de Rio Branco

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros IX a XII apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da ELETROACRE, respectivamente, para o Sistema Rio Branco.

5.1.1.4 Geração e Consumo de Óleo no Sistema Rio Branco

O despacho de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Rio Branco é de 43 MW médios, correspondendo a um consumo de 127.890 mil litros de óleo diesel. O Quadro XIII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas do Sistema Rio Branco.

5.1.2. SISTEMAS DO 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 necessário que seja entregue, durante o período úmido que acontece no 1º trimestre de cada ano, a quantidade correspondente ao consumo do ano inteiro destas localidades, em razão da impossibilidade de navegação nos rios da região no restante do ano, o que demanda uma atenção especial por parte da ELETROACRE na logística de abastecimento deste óleo diesel.

5.1.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Acre

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ELETROACRE prevista para 2000 é 10,3 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 18,9 MWh / h. No Quadro XIV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.1.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Acre

Para atender aos mercados do interior, a ELETROACRE conta com 15 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 55 unidades geradoras e de aproximadamente 28 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XV. Estão previstas as interligações dos Sistemas de Acrelândia e Vila Campinas ao Sistema Rio Branco, da ELETRONORTE, no 1º e 3º trimestres, respectivamente.

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

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Acre é de 10,3 MW médios, correspondendo a um consumo de 27.054 mil litros de óleo diesel.

5.2 ESTADO DO AMAPÁ

O Estado do Amapá ocupa uma área de 143.453,7 km². Sua população é de cerca de 330 mil habitantes, distribuídos em 16 municípios, sendo que residem aproximadamente 190 mil pessoas na capital Macapá. Dentre os municípios mais populosos, além da capital, destacam-se Santana e Laranjal do Jari. A sua economia representa 0,09% do PIB do país, onde predominam atividades agrícolas, pecuárias e de mineração de caulim, manganês e ouro.

A ELETRONORTE é a concessionária responsável pela geração e transmissão no Sistema Isolado de Macapá. Já a CEA é a responsável pela distribuição de energia elétrica na capital e pela geração, transmissão e distribuição no interior do estado. A Figura VII apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amapá.

5.2.1. SISTEMA MACAPÁ

5.2.1.1 Mercado de Carga Própria de Macapá

A carga própria do Sistema Macapá para 2000, prevista pelo GCPS/CTEM, é da ordem de 75 MW médios e 111 MWh/h. No Quadro XVI são apresentados os valores mensais deste mercado.

5.2.1.2 Configuração do Parque Gerador de Macapá

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Macapá conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UHE Coaracy Nunes e pela UTE

Santana, pertencentes a ELETRONORTE, totalizando 2 unidades hidráulicas e 7 unidades dieselelétricas. Adicionalmente, está prevista para fevereiro a entrada em operação da 3ª unidade da UHE Coaracy Nunes, de 30 MW de potência nominal. A configuração do parque gerador de Macapá é apresentada no Quadro XVII.

5.2.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Coaracy Nunes

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Macapá apontontaram para uma geração de 51 MW médios para UHE Coaracy Nunes, considerando-se uma afluência prevista de 100% MLT, atingindo-se um nível final correspondente a 97,8% V.U.. O Gráfico I apresenta a simulação da operação da UHE Coaracy Nunes.

5.2.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Macapá

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XVIII a XXI apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CEA, respectivamente, para o Sistema Macapá.

5.2.1.5 Geração e Consumo de Óleo no Sistema Macapá

O despacho de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Macapá é de 24 MW médios, correspondendo a um consumo de 79.976 mil litros de óleo diesel. O Quadro XXII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

5.2.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAPÁ

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

5.2.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Amapá

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEA prevista para 2000 é 5,9 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 11 MWh / h. No Quadro XXIII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.2.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Amapá

Para atender aos mercados do interior, a CEA conta, inicialmente, com 11 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 23 unidades geradoras e de aproximadamente 18 MW de potência nominal. Estão previstas as interligações dos Sistemas Amapá, Calçoene, Igarapé do Lago, Maruanum e

Tartarugalzinho com o Sistema Isolado de Macapá, da ELETRONORTE. Também está prevista a interligação do Sistema Vitória do Jari com o Sistema Isolado de Laranjal do Jari, concentrando-se toda a geração dieselelétrica neste último. A CEA irá contar com 5 Sistemas Isolados após a efetivação destas interligações, conforme detalhado no Quadro XXIV.

5.2.2.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Amapá

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amapá é de 5,9 MW médios, correspondendo a um consumo de 17.069 mil litros de óleo diesel.

5.3 ESTADO DO AMAZONAS

O Estado do Amazonas, localizado no centro da região Norte, ocupa uma área de 1.577.820,2 km². Sua população é de cerca de 2,3 milhões de habitantes, distribuídos em 62 municípios, sendo que residem aproximadamente 1,1 milhão de pessoas na capital Manaus. Dentre os municípios mais populosos, além da capital, destacam-se Manacapuru, Tefé, Parintins, Itacoatiara e Humaitá. A sua economia representa 1,28% do PIB do país, onde predominam atividades agrícolas, pecuárias e de mineração de calcário, de cassiterita e de ouro, além da produção do distrito industrial de Manaus.

A baixíssima densidade demográfica de 1,47 hab./ km² e o expressivo tamanho médio de 25.448,7 km² de seus municípios influenciam sobremaneira o atendimento aos mercados de energia elétrica, principalmente do interior do estado, no aspecto da logística de abastecimento de óleo utilizado para geração térmica nos seus Sistemas Isolados.

A Manaus Energia - ME é a concessionária responsável pela geração, transmissão e a distribuição no Sistema Isolado de Manaus. Este Sistema representa 45% do total do mercado isolado de energia elétrica do país. O interior do estado é atendido pela CEAM, concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição energia. A Figura VIII apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Amazonas.

5.3.1. SISTEMA MANAUS

5.3.1.1 Mercado de Carga Própria de Manaus

O Sistema de Manaus é o maior Sistema Isolado brasileiro, representando cerca de 46% do total do mercado isolado de energia elétrica país. A carga própria do Sistema Manaus para 2000, prevista pelo GCPS/CTEM, é da ordem de 411 MW médios e 573 MWh/h. No Quadro XXV são apresentados os valores mensais deste mercado.

5.3.1.2 Configuração do Parque Gerador de Manaus

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Manaus conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UHE Balbina e pelas UTEs Aparecida, Mauá e Eletron, pertencentes a ELETRONORTE, e pelos PIEs térmicos El Paso e Rio Negro-Wärtsilä, totalizando 5 unidades hidráulicas, 14 unidades térmicas a óleo combustível e 16 a óleo diesel, perfazendo um total de 1.047,2 MW de potência nominal instalada. A configuração do parque gerador de Manaus é apresentada no Quadro XXVI.

5.3.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Balbina

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Manaus apontaram para uma geração de 93 MW médios para UHE Balbina, considerando-se uma afluência prevista de 80% MLT, atingindo-

se um nível final correspondente a 45% V.U. do seu reservatório. O Gráfico II apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Balbina.

5.3.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Manaus

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XXVII a XXX apresentam os balanços de energia e de demanda da MANAUS ENERGIA e da CEAM, respectivamente, para o Sistema Manaus.

5.3.1.5 Geração e Consumo de Óleo no Sistema Manaus

O despacho de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Manaus é de 318 MW médios, correspondendo a um consumo de 340.816 mil litros de óleo diesel e de 553.576 toneladas de óleo combustível. O Quadro XXXI apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

5.3.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO AMAZONAS

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado do Amazonas é feito através de parque puramente térmico a base de óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial, sendo que a localidade mais distante está a cerca de 40 dias de viagem de barcaça, o que demanda uma atenção especial por parte da CEAM na logística de abastecimento do diesel para os seus Sistemas.

5.3.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Amazonas

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEAM prevista para 2000 é 57,2 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 60,1 MWh / h. No Quadro XXXII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.3.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Amazonas

Para atender aos mercados do interior, a CEAM conta com 81 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 264 unidades geradoras e de aproximadamente 150 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XXXIII.

5.3.2.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Amazonas

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Amazonas pertencentes a CEAM é de 57,2 MW médios, correspondendo a um consumo de 150.654 mil litros de óleo diesel.

5.4 ESTADO DO PARÁ

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

5.4.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO PARÁ

O interior do Estado do Pará é, em grande parte, atendido por Sistemas Isolados pertencentes a CELPA, através de parque térmico à base de óleo diesel, basicamente transportado por via fluvial. Encontra-se também, operando na fronteira do Pará com o Amapá, o PIE JARCEL, fornecendo energia a Monte Dourado, São Miguel e Munguba. A Figura IX apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado do Pará.

5.4.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Pará

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CELPA prevista para 2000 é 24,4 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 43,4 MWh / h. No Quadro XXXIV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados da CELPA cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM. No Quadro XXXV é apresentado o total do mercado de energia a ser atendido pela empresa JARCEL em 2000.

5.4.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Pará

Para atender aos mercados do interior do Estado do Pará, a CELPA conta com 38 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 135 unidades geradoras térmicas

a óleo diesel, correspondendo a uma potência nominal instalada de aproximadamente 68 MW. Já o PIE JARCEL conta com 1 Sistema Isolado a óleo combustível localizado em Monte Dourado, que totaliza cerca de 5,7 MW, e mais 2 Sistemas Isolados em São Miguel e Munguba, que totalizam cerca de 10,6 MW de potência nominal instalada. Os Quadros XXXVI e XXXVII apresentam as configurações dos parques geradores da CELPA e da JARCEL, respectivamente.

5.4.1.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Pará

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Pará é de 26,9 MW médios, correspondendo a um consumo de 68.926 mil litros de óleo diesel e de 2.078 toneladas de óleo combustível. Destes totais, a CELPA participa com 24,4 MW médios e com consumo de 64.066 mil litros de óleo diesel, cabendo a JARCEL 2,5 MW médios, 4.860 litros de óleo diesel e 2.078 toneladas de óleo combustível.

5.5 ESTADO DE RONDÔNIA

O Estado de Rondônia ocupa uma área de 238.512,8 km² e sua população é de cerca de 1,3 milhões de habitantes, distribuídos em 52 municípios, sendo Ji-Paraná, Ariquemes, Cacoal e Vilhena, além da capital Porto Velho, os municípios mais populosos. A sua economia representa 0,29% do PIB do país, onde predominam atividades agrícolas, pecuárias e de mineração.

A ELETRONORTE é a concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia no Sistema Isolado de Porto Velho. O interior do estado é atendido pela CERON, concessionária responsável pela geração, basicamente térmica a óleo diesel complementada por hidráulica de PCHs, e pela transmissão e distribuição. A Figura X apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Rondônia.

5.5.1. SISTEMA PORTO VELHO

5.5.1.1 Mercado de Carga Própria de Porto Velho

O Sistema de Porto Velho é o segundo maior Sistema Isolado brasileiro, representando cerca de 17% do total do mercado isolado de energia elétrica país. Sua carga própria para 2000, prevista pelo GCPS/CTEM, é da ordem de 156 MW médios e 214 MWh/h. No Quadro XXXVIII são apresentados os valores mensais deste mercado.

5.5.1.2 Configuração do Parque Gerador de Porto Velho

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Porto Velho conta com um parque gerador hidrotérmico constituído pela UHE Samuel e pelas UTEs Porto Velho III e Rio Madeira. Conta, também, com mais 28 unidades dieselelétricas instaladas em Porto Velho, que foram alugadas em 1999, em caráter emergencial, para minimizar riscos de déficit no 4º trimestre/1999, além de uma geração térmica a óleo diesel localizada no extremo oposto deste Sistema, em Pimenta Bueno, denominada pela ELETRONORTE de PIE-CERON. Para 2000 está prevista a entrada em operação da FASE I do Projeto TERMONORTE, num total de 64 MW de potência nominal instalada, quando deverá ser desativada a UTE Porto Velho III. A configuração do parque gerador de Porto Velho é apresentada no Quadro XXXIX.

5.5.1.3 Recursos Previstos de Geração Hidráulica na UHE Samuel

As simulações realizadas nos estudos de otimização energética do sistema hidrotérmico de Porto Velho apontaram para uma geração de 69 MW médios para UHE Samuel, considerando-se uma afluência prevista de 75% MLT, atingindo-se um nível final correspondente a 1% V.U. do seu reservatório. O Gráfico III apresenta a evolução prevista para a operação da UHE Samuel.

5.5.1.4 Balanços de Energia e Demanda de Porto Velho

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XL a XLIII apresentam os balanços de energia e de demanda da ELETRONORTE e da CERON, respectivamente, para o Sistema Porto Velho.

5.5.1.5 Geração e Consumo de Óleo no Sistema Porto Velho

O despacho de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Porto Velho é de 87 MW médios, correspondendo a um consumo de 209.231 mil litros de óleo diesel. O Quadro XLIV apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

5.5.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO RONDÔNIA

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado de Rondônia é feito, basicamente, através de geração térmica a óleo diesel, complementada por recursos hidráulicos de PCHs, como no caso dos Sistemas Vilhena (PCHs Cachoeira, Cabixi e Rio Vermelho), Chupinguaia (PCH Ruthmann), Santa Luzia (PCH Cassol), Cerejeiras/Colorado (PCH Castaman), Parecis (PCH Alto E) e Alta Floresta (PCH Alta Floresta). O óleo diesel é transportado por via rodoviária.

5.5.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Rondônia

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CERON prevista para 2000 é 39,5 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 63,0 MWh / h. No Quadro XLV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.5.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Rondônia

Para atender aos mercados do interior, a CERON conta, inicialmente, 50 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 112 unidades geradoras e de aproximadamente 86 MW de potência nominal, apresentados no Quadro XLVI. Estão previstas as interligações dos Sistemas Rio do Ouro e Boa Esperança ao Sistema Chupinguaia e do Sistema Vitória União ao Sistema Colorado do Oeste, em maio de 2000, mantendo-se a geração em Chupinguaia e Colorado do Oeste, respectivamente.

5.5.2.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Rondônia

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Rondônia é de 23,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 60.778 mil litros de óleo diesel.

5.6 ESTADO DE RORAIMA

O Estado de Roraima ocupa uma área de 225.116,1 km² e sua população é de cerca de 265 mil habitantes, distribuídos em 15 municípios, sendo Mucajaí, Alto Alegre e Normandia, além da capital Boa Vista, os municípios mais populosos. A sua economia representa 0,11% do PIB do país, onde predominam atividades agrícolas, pecuárias e de mineração.

A BOA VISTA ENERGIA é a concessionária responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia no Sistema Isolado de Boa Vista. O interior do Estado é atendido pela CER, concessionária responsável pela geração, predominantemente térmica a óleo diesel, e pela distribuição desta energia aos seus mercados isolados. Vale destacar a existência da PCH Alto Jatapú, que atende ao Sistema de São João do Baliza. A Figura XI apresenta a distribuição geográfica dos Sistemas Isolados do Estado de Roraima.

5.6.1. SISTEMA BOA VISTA

5.6.1.1 Mercado de Carga Própria de Boa Vista

A carga própria do Sistema Boa Vista para 2000, prevista pelo GCPS/CTEM, é da ordem de 42 MW médios e 65 MWh/h. No Quadro XLVII são apresentados os valores mensais deste mercado.

5.6.1.2 Configuração do Parque Gerador de Boa Vista

Para o atendimento de seu mercado, o Sistema Boa Vista conta com um parque gerador puramente térmico constituído pelas UTEs Boa Vista II, Floresta e Equatorial. A configuração do parque gerador de Boa Vista é apresentada no Quadro XLVIII.

5.6.1.3 Balanços de Energia e Demanda de Boa Vista

Os balanços de energia e demanda não apontam déficit, considerando-se as premissas adotadas e a sua operação otimizada. Os Quadros XLIX a LII apresentam os balanços de energia e de demanda da BOA VISTA ENERGIA e da CER, respectivamente, para o Sistema Boa Vista.

5.6.1.4 Geração e Consumo de Óleo no Sistema Boa Vista

O despacho de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Boa Vista é de aproximadamente 42 MW médios, correspondendo a um consumo de 126.240 mil litros de óleo diesel, sendo 33.425 mil litros de óleo diesel comum e 92.816 mil litros de óleo diesel tipo PTE. O Quadro LIII apresenta os valores de geração e de consumo de óleo para cada uma das usinas deste Sistema.

5.6.2. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE RORAIMA

O atendimento energético aos Sistemas Isolados do interior do Estado de Roraima é feito, basicamente, através de geração térmica a óleo diesel, complementada por recursos hidráulicos da PCH Alto Jatapú, pertencente ao Sistema de São João do Baliza. O óleo diesel é transportado por via rodoviária.

5.6.2.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Roraima

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CER prevista para 2000 é 8,3 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 14,8 MWh / h. No Quadro LIV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.6.2.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Roraima

Para atender aos mercados do interior, a CER possui 69 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 89 unidades geradoras e de aproximadamente 12 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LV.

5.6.2.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Roraima

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Roraima é de 4,5 MW médios, correspondendo a um consumo de 11.803 mil litros de óleo diesel, sendo os restantes 3,8 MW médios provenientes da PCH Alto Jatapú.

5.7 ESTADO DE TOCANTINS

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

5.7.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE TOCANTINS

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

5.7.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Tocantins

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CELTINS prevista para 2000 é 0,57 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de aproximadamente 1 MWh / h. No Quadro LVI são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.7.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Tocantins

Para atender aos mercados do interior, a CELTINS possui 16 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 18 unidades geradoras e de aproximadamente 2 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LVII.

5.7.1.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Tocantins

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Tocantins é de 0,57 MW médios, correspondendo a um consumo de 1.504 mil litros de óleo diesel.

Atendimento aos Demais Mercados de Energia dos Sistemas Isolados do Interior

Além dos Estado da Região Norte, existem ainda Sistemas Isolados na Região Nordeste, nos Estados da Bahia, Maranhão e Pernambuco, e na Região Centro-Oeste, nos Estados de Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

5.8 ESTADO DA BAHIA

O Estado da Bahia é totalmente atendido pelo Sistema Interligado N/NE, a exceção da Ilha de Camamú, cujo atendimento é feito através de Sistema Isolado a óleo diesel.

5.8.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE CAMAMÚ

5.8.1.1 Mercado de Carga Própria da Ilha de Camamú

A carga própria de energia dos Sistema Isolado da Ilha de Camamú, da COELBA prevista para 2000 é 0,13 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,25 MWh / h.

5.8.1.2 Configuração do Parque Gerador da Ilha de Camamú

Para atender ao mercado da Ilha de Camamú, a COELBA conta com um total de 4 unidades geradoras e de aproximadamente 1,1 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LVIII.

5.8.1.3 Geração e Consumo de Óleo na Ilha de Camamú

O total de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Isolado de Camamú é de 0,13 MW médios, correspondendo a um consumo de 329 mil litros de óleo diesel.

5.9 ESTADO DO MARANHÃO

O atendimento energético ao Estado do Maranhão é feito através do Sistema Interligado N/NE, com exceção de apenas 3 localidades isoladas.

5.9.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DO MARANHÃO

Estas três localidades isoladas são atendidas pela CEMAR, através de parques térmicos à base de óleo diesel.

5.9.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado do Maranhão

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEMAR prevista para 2000 é 0,16 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,53 MWh / h. No Quadro LX são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.9.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado do Maranhão

Para atender aos mercados do interior, a CEMAR possui 3 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 7 unidades geradoras e de aproximadamente 2,1 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXI.

5.9.1.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado do Maranhão

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado do Maranhão é de 0,16 MW médios, correspondendo a um consumo de 430 mil litros de óleo diesel.

5.10 ESTADO DE MATO GROSSO

O Atendimento energético à Capital e à parte do interior do Estado é feito através do Sistema Interligado S/SE/CO.

5.10.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO

No Interio do Estado de Mato Grosso, a CEMAT atende a 35 localidades isoladas, mostradas na Figura XII, através de parques térmicos à base de óleo diesel.

5.10.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Mato Grosso

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da CEMAT prevista para 2000 é 24,9 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 46,4 MWh / h. No Quadro LXII são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.10.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Mato Grosso

Para atender aos mercados do interior, a CEMAT possui 35 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 157 unidades geradoras e de aproximadamente 70 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXIII.

5.10.1.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Mato Grosso

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Mato Grosso é de 24,9 MW médios, correspondendo a um consumo de 54.180 mil litros de óleo diesel.

5.11 ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL

A Capital e parte do interior do Estado de Mato Grosso do Sul têm seu atendimento energético feito a partir do Sistema Interligado S/SE/CO.

5.11.1. SISTEMAS DO INTERIOR DO ESTADO DE MATO GROSSO DO SUL

No interior do Estado, a ENERSUL atende a 3 localidades isoladas com parque térmico à base de óleo diesel.

5.11.1.1 Mercado de Carga Própria no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul

A soma das cargas próprias de energia dos Sistemas Isolados da ENERSUL prevista para 2000 é 1,1 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 2,7 MWh / h. No Quadro LXIV são apresentados os valores anuais de carga própria dos Sistemas Isolados cujos mercados são monitorados pelo GCPS/CTEM.

5.11.1.2 Configuração do Parque Gerador no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul

Para atender aos mercados do interior, a ENERSUL conta, inicialmente, com 3 Sistemas Isolados, perfazendo um total de 7 unidades geradoras e de aproximadamente 5,1 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXV. Estão previstas as interligações dos Sistemas Isolados de Potinha do Coxo e Santa Tereza ao Sistema Interligado S/SE/CO a partir de agosto.

5.11.1.3 Geração e Consumo de Óleo no Interior do Estado de Mato Grosso do Sul

O total de geração térmica previsto para 2000 nos Sistemas Isolados do Interior do Estado de Mato Grosso do Sul é de 1,1 MW médios, correspondendo a um consumo de 2.876 mil litros de óleo diesel.

5.12 ESTADO DE PERNAMBUCO

5.12.1. SISTEMA ISOLADO DA ILHA DE FERNANDO DE NORONHA

A CELPE atende à ilha de Fernando de Noronha através de uma usina térmica à base de óleo diesel.

5.12.1.1 Mercado de Carga Própria da Ilha de Fernando de Noronha

A carga própria de energia do Sistema Isolado da Ilha de Fernando de Noronha, prevista para 2000, é 0,35 MW médios, correspondendo a uma demanda máxima de 0,62 MWh / h.

5.12.1.2 Configuração do Parque Gerador da Ilha de Fernando de Noronha

Para atender ao mercado da Ilha de Fernando de Noronha, a CELPE conta com um total de 6 unidades geradoras e de aproximadamente 2,1 MW de potência nominal, apresentados no Quadro LXVII.

5.12.1.3 Geração e Consumo de Óleo na Ilha de Fernando de Noronha

O total de geração térmica previsto para 2000 no Sistema Isolado de Fernando de Noronha é de 0,35 MW médios, correspondendo a um consumo de 1.093 mil litros de óleo diesel.

6. ABREVIATURAS E SIGLAS

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

BE – BOA VISTA ENERGIA S.A.

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

CEEE – COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA

CELPE – COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO

CELTINS – CENTRAIS ELÉTRICAS DO TOCANTINS

CEMAR – COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO

CEMAT – CENTRAIS ELÉTRICAS DE MATO GROSSO

CER – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RORAIMA

CERON – CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA

COELBA	– COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
CTEM	– COMITÊ TÉCNICO DE ESTUDOS DE MERCADO
ELETROACRE	– COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE
ELETRONORTE	– CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A.
GCPS	– GRUPO COORDENADOR DE PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS
ENERSUL	– EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL S.A.
ME	– MANAUS ENERGIA S.A.
MINFRA	– MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA
OC	– ÓLEO COMBUSTÍVEL
OD	– ÓLEO DIESEL
PCH	– PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA
PGE	– ÓLEO COMBUSTÍVEL PARA GERAÇÃO ELÉTRICA
PIE	– PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA
PLANTE	– PLANEJAMENTO NACIONAL DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA
PTE	– ÓLEO LEVE PARA TURBINA ELÉTRICA
UHE	– USINA HIDRELÉTRICA
UTE	– USINA TERMELÉTRICA

7. ANEXOS

7.1 QUADRO I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA DE ENERGIA

CONCESSIONÁRIA	LOCAL	PLANTE 09 (MWh)		CRESCIMENTO (%)
		1999	2000	
CEA	TOTAL	632.470	674.290	6,6
	CAPITAL	586.000	622.900	6,3
	INTERIOR	46.470	51.390	10,6
CEAM	TOTAL	501.477	520.837	3,9
	CAPITAL	17.082	18.123	6,1
	INTERIOR	484.395	502.714	3,8
CELPA	TOTAL	256.060	213.927	(16,5)
	SANTARÉM	19.575	-	-
	TERMO	236.485	213.927	(9,5)
CELTINS	TOTAL	5.076	5.020	(1,1)
	PALMAS	-	-	-
	TERMO	5.076	5.020	(1,1)
CEMAT	TOTAL	190.205	219.007	15,1
	INTERIOR TERMO	160.603	180.778	12,6
	INTERIOR HIDRO	29.602	28.037	(5,3)
	INTERIOR COMPRA	9.876	10.192	3,2
CER	TOTAL	56.930	73.073	28,4
	CAPITAL	11.044	13.700	24,0
	INTERIOR TERMO	27.786	39.373	41,7
	INTERIOR HIDRO	18.100	20.000	10,5
CERON	TOTAL	1.502.159	1.616.471	7,6
	SISTEMA PORTO VELHO	1.202.748	1.269.530	5,6
	COMPRAS INTERIOR HIDRO	143.804	142.967	(0,6)
	INTERIOR TERMO	153.307	202.824	32,3
	INTERIOR HIDRO	2.300	1.150	(50,0)
ELETROACRE	TOTAL	457.280	457.660	0,1
	CAPITAL	365.880	366.800	0,3
	INTERIOR	91.400	90.860	(0,6)
ELETRONORTE	TOTAL	180.355	150.911	(16,3)
	P. VELHO	134.598	104.420	(22,4)
	R. BRANCO	8.613	11.460	33,1
	MACAPÁ	37.144	35.031	(5,7)
BOA VISTA ENERGIA	BOA VISTA	316.870	352.584	11,3
MANAUS ENERGIA	MANAUS	3.480.166	3.595.580	3,3
CELPE	INTERIOR	2.903	3.094	6,6
CEMAR	INTERIOR	5.094	1.442	(71,7)
CEEE	TOTAL	18.521	-	-
	INTERIOR	13.032	-	-
	INTERIOR COMPRA	5.489	-	-
COPEL	INTERIOR	195	-	-
ENERSUL	INTERIOR	10.666	9.795	(8,2)
COELBA	INTERIOR	1.300	1.100	(15,4)
JARCEL	INTERIOR	41.993	23.189	(44,8)
TOTAL		7.666.420	7.917.980	3,3

7.2 QUADRO II – NÚMERO DE SISTEMAS ISOLADOS POR CONCESSIONÁRIA

CONCESSIONÁRIA	Nº DE SISTEMAS 31 / DEZ / 1999	ALTERAÇÃO DE CONFIGURAÇÃO (*)	Nº DE SISTEMAS 31 / DEZ / 2000
CEA	11	1 (2) 5 (3)	5
CEAM	80	1 (1)	81
CELPA	35	3 (1)	38
CELTINS	16		16
CEMAT	33	2 (1)	35
CER	69		69
CERON	50	2 (1) e 3 (2)	49
ELETROACRE	15	2 (3)	13
ELETRONORTE	3		3
MANAUS ENERGIA	1		1
BOA VISTA ENERGIA	1		1
CELPE	1		1
CEMAR	3		3
ENERSUL	3	2 (4)	1
COELBA	1		1
JARCEL	3		3
TOTAL	**325**	**8 (1), 4 (2), 7 (3) e 2 (4)**	**320**

(*) Tipos de Alterações de Configuração:

(1) Novas localidades

(2) Interligação com Sistema Isolado da própria concessionária

(3) Interligação com Sistema Isolado da ELETRONORTE

(4) Interligação com o Sistema Interligado

7.3 QUADRO III – NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS E POTÊNCIA INSTALADA

ESTADO	CONCESSIONÁRIA	Nº DE UNIDADES		POTÊNCIA NOMINAL (kW)	
		1999	2000	1999	2000
ACRE		**87**	**91**	**125.815**	**180.804**
	ELETRONORTE	30	41	97.300	153.400
	ELETROACRE	57	50	28.515	27.404
AMAPÁ		**35**	**20**	**196.748**	**200.313**
	ELETRONORTE	10	10	174.600	186.400
	CEA	25	10	22.148	13.913
AMAZONAS		**379**	**299**	**1.247.791**	**1.223.349**
	MANAUS ENERGIA	35	35	1.047.200	1.047.200
	CEAM	344	264	200.591	149.687
PARÁ		**162**	**148**	**92.597**	**84.695**
	CELPA	149	135	76.277	68.375
	JARCEL	13	13	16.320	16.320
RONDÔNIA		**130**	**125**	**392.084**	**482.794**
	ELETRONORTE	12	16	314.300	397.800
	CERON	118	109	77.784	84.994
RORAIMA		**101**	**113**	**92.317**	**111.154**
	BOA VISTA ENERGIA	10	24	80.500	99.100
	CER	91	89	11.817	12.054
TOCANTINS	CELTINS	**20**	**18**	**2.525**	**2.187**
BAHIA	COELBA	**5**	**4**	**1.358**	**1.096**
MARANHÃO	CEMAR	**5**	**7**	**1.542**	**2.120**
MATO GROSSO	CEMAT	**139**	**157**	**50.916**	**70.454**
MATO G. DO SUL	ENERSUL	**12**	**3**	**3.640**	**4.500**
PERNAMBUCO	CELPE	**6**	**6**	**2.136**	**2.136**
TOTAL		**1.081**	**991**	**2.209.469**	**2.339.140**

7.4 Quadro IV – Totais de Geração Hidráulica, Térmica e Consumo de Óleo

ORIGEM	GERAÇÃO (MWh)		(2000 / 1999) (%)
	1999	2000	
HIDRÁULICA	1.518.540	1.877.315	23,6%
TÉRMICA	6.142.115	5.835.861	(5%)
TIPO	**CONSUMO DE ÓLEO (1000 l / t)**		**(2000 / 1999) (%)**
	1999	2000	
DIESEL	1.456.344	1.280.850	(12,0%)
COMBUSTÍVEL	567.089	555.654	(2,0%)

7.5 Quadro V – Geração Térmica e Consumo de Óleo por Empresa

CONCESSIONÁRIA	TIPO DE ÓLEO	GERAÇÃO (MWh)	QUANTIDADE (1000 l / t)
CEA	DIESEL	51.312	17.069
CEAM	DIESEL	502.181	150.654
CELPA	DIESEL	213.693	64.066
CELTINS	DIESEL	5.013	1.504
CER	DIESEL	39.342	11.803
CERON	DIESEL	202.594	60.778
ELETROACRE	DIESEL	90.180	27.054
ELETRONORTE	DIESEL	1.353.368	417.098
MANAUS ENERGIA	DIESEL	947.900	340.816
	COMBUSTÍVEL	1.845.262	553.576
BOA VISTA ENERGIA	DIESEL	366.094	126.240
CELPE	DIESEL	3.079	1.093
CEMAR	DIESEL	1.433	430
CEMAT	DIESEL	180.600	54.180
ENERSUL	DIESEL	9.586	2.876
COELBA	DIESEL	1.097	329
JARI CELULOSE	DIESEL	16.201	4.860
	COMBUSTÍVEL	6.926	2.078
TOTAL		**5.835.861**	**-**
TOTAL A ÓLEO DIESEL		**3.983.673**	**1.280.850**
TOTAL A ÓLEO COMBUSTÍVEL		**1.852.188**	**555.654**

7.6 QUADRO VI – PERCENTUAIS DE RATEIO DA CCC-ISOL

EMPRESA	Vendas Diretas em 1998 (MWh)	% RATEIO	RAZÃO SOCIAL
CERON	898.548	0,332	CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA
ELETROACRE	283.311	0,105	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ACRE
CEAM	311.621	0,115	COMPANHIA ENERGÉTICA DO AMAZONAS
CER	26.372	0,010	CENTRAIS ELÉTRICAS DE RORAIMA
ELETRONORTE	11.638.814	4,299	CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A
ME	2.069.262	0,764	MANAUS ENERGIA S/A
BE	210.226	0,078	BOA VISTA ENERGIA S/A
CELPA	3.001.393	1,109	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A
CEA	353.568	0,131	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ
CELTINS	505.518	0,187	CENTRAIS ELÉTRICAS DO TOCANTINS
CEMAR	2.072.071	0,765	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO
CEPISA	1.160.562	0,429	COMPANHIA ENERGÉTICA DO ESTADO DO PIAUÍ
COELCE	4.756.039	1,757	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ
COSERN	2.260.364	0,835	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO G. DO NORTE
SAELPA	1.773.931	0,655	SOCIEDADE ANONIMA DE ELETRIFICAÇÃO DA PARAÍBA
CELB	350.922	0,130	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE BORBOREMA
CELPE	6.386.628	2,359	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO
CEAL	1.654.538	0,611	COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS
ENERGIPE	1.485.636	0,549	EMPRESA ENERGÉTICA DE SERGIPE
SULGIPE	129.742	0,048	COMPANHIA SUL SERGIPANA DE ELETRICIDADE
COELBA	8.324.249	3,075	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA
CHESF	6.738.872	2,489	COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
COPEL	14.117.827	5,215	COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA
COCEL	129.021	0,048	COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ELETRICIDADE
FORCEL	15.734	0,006	FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA
CFLO	159.368	0,059	COMPANHIA FORÇA E LUZ DO OESTE
CELESC	10.175.476	3,759	CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA
EFLUL	38.446	0,014	EMPRESA FORÇA E LUZ DE URUSSANGA LTDA
XANXERE	103.660	0,038	HIDRELÉTRICA XANXERÊ
JOÃO CESA	7.098	0,003	EMPRESA FORÇA E LUZ JOÃO CESA LTDA
CEEE	5.325.584	1,967	COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA
AES SUL	6.082.344	2,247	DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A
RGE	4.763.052	1,759	RIO GRANDE DE ENERGIA S/A
ELETROCAR	96.489	0,036	CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO
HIDROPAN	44.341	0,016	HIDROELÉTRICA PANAMBI
UENPAL	37.009	0,014	USINA HIDRO ELÉTRICA NOVA PALMA
IJUÍ	73.320	0,027	DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ
MUXFELDT	13.555	0,005	MUXFELDT, MARTIN & LTDA
ENERSUL	2.489.174	0,919	EMPRESA ENERGÉTICA DO MATO GROSSO DO SUL S/A
CEMIG	34.428.591	12,717	COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
CFLCL	798.864	0,295	COMPANHIA FORÇA E LUZ CATAGUAZES-LEOPOLDINA

EMPRESA	Vendas Diretas em 1998 (MWh)	% RATEIO	RAZÃO SOCIAL
DMEPC	226.535	0,084	DEP. MUN. DE ELETRICIDADE DE POÇOS DE CALDAS
ESCELSA	5.537.844	2,046	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S/A
ELFSM	226.423	0,084	EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S/A
LIGHT	22.754.702	8,405	LIGHT-SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A
CERJ	6.126.820	2,263	COMP. DE ELET. DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
CENF	272.420	0,101	COMPANHIA DE ELETRICIDADE NOVA FRIBURGO
CESP	2.101.637	0,776	COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO
ELEKTRO	9.741.782	3,598	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A
CPFL	17.873.379	6,602	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
EEB	511.434	0,189	EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA
CEC	683.278	0,252	COMPANHIA ELÉTRICA CAIUA
JAGUARI	272.987	0,101	CONPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
MOCOCA	156.941	0,058	COMPANHIA LUZ E FORÇA DE MOCOCA
CPEE	219.681	0,081	COMPANHIA PAULISTA DE ENERGIA ELÉTRICA
CLFSC	640.134	0,236	COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ
CSPE	287.212	0,106	COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA
EEVP	549.029	0,203	EMPRESA DE ELETRICIDADE VALE PARANAPANEMA
CNEE	335.022	0,124	COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
METROPOLITANA	34.597.366	12,779	ELETROPAULO METROP. ELETRICIDADE DE SÃO PAULO
BANDEIRANTE	21.104.493	7,795	EMPRESA BANDEIRANTE DE ENERGIA S/A
CEMAT	2.381.689	0,880	CENTRAIS ELÉTRICAS DO MATO GROSSO
CHESP	56.588	0,021	COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO
CELG	5.448.328	2,012	CENTRAIS ELÉTRICAS DE GOIAS
CEB	3.196.479	1,181	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DE BRASILIA
FURNAS	114.173	0,042	FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A
JARI CELULOSE	22.903	0,008	JARI CELULOSE S.A.
BRASIL	**270.730.419**	**100,000**	

7.7 QUADRO VII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA RIO BRANCO

MÊS	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (kWh / h)
JANEIRO	29.051	56.037
FEVEREIRO	26.409	57.596
MARÇO	30.082	58.264
ABRIL	29.001	60.056
MAIO	29.330	59.649
JUNHO	28.037	59.059
JULHO	32.445	60.254
AGOSTO	34.684	63.208
SETEMBRO	34.410	63.132
OUTUBRO	35.688	65.512
NOVEMBRO	34.652	62.897
DEZEMBRO	34.471	63.060
2000	**378.260**	**65.512**

7.8 QUADRO VIII – 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	3 X 3,47 + 2 X 2,50 + 1 X 1,75 + 6 X 1, 50	12	26,2	21,2
	RIO BRANCO II	DIESEL	9 X 2,50 + 5 X 1,75 + 1 X 1,50	15	33,0	27,0
	RIO ACRE	DIESEL	2 X 21,5	2	43,0	34,8
	SOTREQ	DIESEL	8 X 1,4	8	11,2	11,2
	EXPANSÃO	DIESEL	4 X 10,0	4	40,0	32,0
TOTAL				**41**	**153,4**	**126,2**

7.9 QUADRO IX – BALANÇO DE ENERGIA DA ELETRONORTE EM RIO BRANCO

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A ELETROACRE	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	921	28.130	29.051	0	29.051	29.051	0
FEVEREIRO	809	25.600	26.409	0	26.409	26.409	0
MARÇO	942	29.140	30.082	0	30.082	30.082	0
ABRIL	921	28.080	29.001	0	29.001	29.001	0
MAIO	1170	28.160	29.330	0	29.330	29.330	0
JUNHO	947	27.090	28.037	0	28.037	28.037	0
JULHO	895	31.550	32.445	0	32.445	32.445	0
AGOSTO	994	33.690	34.684	0	34.684	34.684	0
SETEMBRO	940	33.470	34.410	0	34.410	34.410	0
OUTUBRO	1058	34.630	35.688	0	35.688	35.688	0
NOVEMBRO	922	33.730	34.652	0	34.652	34.652	0
DEZEMBRO	941	33.530	34.471	0	34.471	34.471	0
TOTAL	**11.460**	**366.800**	**378.260**	**0**	**378.260**	**378.260**	**0**

7.10 Quadro X – Balanço de Demanda da ELETRONORTE em Rio Branco

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh /h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A ELETROACRE	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	647	55.390	2.802	58.839	0	79.800	79.800	20.961
FEVEREIRO	656	56.940	2.880	60.476	0	79.800	79.800	19.324
MARÇO	664	57.600	2.913	61.177	0	79.800	79.800	18.623
ABRIL	666	59.390	3.003	63.059	0	79.800	79.800	16.741
MAIO	719	58.930	2.982	62.631	0	79.800	79.800	17.169
JUNHO	689	58.370	2.953	62.012	0	79.800	79.800	17.788
JULHO	714	59.540	3.013	63.267	0	100.800	100.800	37.533
AGOSTO	718	62.490	3.160	66.368	0	100.800	100.800	34.432
SETEMBRO	732	62.400	3.157	66.289	0	100.800	100.800	34.511
OUTUBRO	732	64.780	3.276	68.788	0	100.800	100.800	32.012
NOVEMBRO	717	62.180	3.145	66.042	0	100.800	100.800	34.758
DEZEMBRO	680	62.380	3.153	66.213	0	100.800	100.800	34.587
MÁXIMA	**-**	**-**	**-**	**68.788**	**-**	**-**	**100.800**	**32.012**

7.11 Quadro XI – Balanço de Energia da ELETROACRE em Rio Branco

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	28.130	0	28.130	0	28.130	28.130	0
FEVEREIRO	25.600	0	25.600	0	25.600	25.600	0
MARÇO	29.140	0	29.140	0	29.140	29.140	0
ABRIL	28.080	0	28.080	0	28.080	28.080	0
MAIO	28.160	0	28.160	0	28.160	28.160	0
JUNHO	27.090	0	27.090	0	27.090	27.090	0
JULHO	31.550	0	31.550	0	31.550	31.550	0
AGOSTO	33.690	0	33.690	0	33.690	33.690	0
SETEMBRO	33.470	0	33.470	0	33.470	33.470	0
OUTUBRO	34.630	0	34.630	0	34.630	34.630	0
NOVEMBRO	33.730	0	33.730	0	33.730	33.730	0
DEZEMBRO	33.530	0	33.530	0	33.530	33.530	0
TOTAL	**366.800**	**-**	366.800	**-**	366.800	366.800	**-**

7.12 Quadro XII – Balanço de Demanda da ELETROACRE em Rio Branco

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	55.390	0	55.390	0	55.390	55.390	0
FEVEREIRO	56.940	0	56.940	0	56.940	56.940	0
MARÇO	57.600	0	57.600	0	57.600	57.600	0
ABRIL	59.390	0	59.390	0	59.390	59.390	0
MAIO	58.930	0	58.930	0	58.930	58.930	0
JUNHO	58.370	0	58.370	0	58.370	58.370	0
JULHO	59.540	0	59.540	0	59.540	59.540	0
AGOSTO	62.490	0	62.490	0	62.490	62.490	0
SETEMBRO	62.400	0	62.400	0	62.400	62.400	0
OUTUBRO	64.780	0	64.780	0	64.780	64.780	0
NOVEMBRO	62.180	0	62.180	0	62.180	62.180	0
DEZEMBRO	62.380	0	62.380	0	62.380	62.380	0
MÁXIMA	**-**	**-**	**64.780**	**-**	**-**	**64.780**	-

7.13 Quadro XIII – Geração e Consumo de Óleo em Rio Branco

PREVISÃO DE GERAÇÃO	**TÉRMICA**	**43 MW médios**		
		EMPRESA	**UTE**	**PREVISÃO DE GERAÇÃO**
		ELETRONORTE	RIO BRANCO I	1 MW médios
			RIO BRANCO II	4 MW médios
			RIO ACRE	16 MW médios
			SOTREQ	8 MW médios
			EXPANSÃO	14 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	**DIESEL**	**127.890 mil litros**		
		EMPRESA	**UTE**	**PREVISÃO DE CONSUMO**
		ELETRONORTE	RIO BRANCO I	3.757 mil litros
			RIO BRANCO II	9.786 mil litros
			RIO ACRE	46.846 mil litros
			SOTREQ	19.613 mil litros
			EXPANSÃO	47.888 mil litros

7.14 Quadro XIV – Carga Própria dos Sistemas da ELETROACRE

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
BRASILÉIA	11.390	1,3	2,5
CRUZEIRO DO SUL	42.990	4,9	8,2
FEIJÓ	6.520	0,7	1,4
SENA MADUREIRA	10.820	1,2	2,6
TARAUACÁ	7.290	0,8	1,7
XAPURI	5.370	0,6	1,2
TOTAL MONITORADO	**84.380**	**9,6**	**17,6**
TOTAL	**90.860**	**10,3**	**18,9**
% MONITORADO	**93%**		**93%**

7.15 Quadro XV – Configuração do Parque Gerador da ELETROACRE

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1-ACRELÂNDIA	1 x 144 + 1 x 150 + 1 x 260	3	554	471
2-ASSIS BRASIL	1 x 46 + 2 x 125	3	296	251
3-M. P. BHERING (BRASILÉIA)	1 x 432 + 1 x 725 + 1 x 1.000 + 2 x 750	5	3.657	3079
4-CAPIXABA	1 x 150 + 1 x 168	2	318	271
5-CRUZEIRO DO SUL	2 x 1.000 + 1 x 2.520 + 1 x 3.200 + 4 x 1.260	8	12.760	10.846
6-FEIJÓ	3 x 260 + 2 x 320	5	1.420	1.207
7-JORDÃO	2 x 75	2	150	128
8-MANOEL URBANO	3 x 150	3	450	384
9-PORTO WALTER	2 x 125 + 1 x 260	3	510	433
10-SANTA ROSA	2 x 75	2	150	128
11-M. PINTO AGUIAR (S. MADUREIRA)	1 x 725 + 2 x 365 + 2 x 1.000	5	3.445	2.936
12-MIN. A. D. LEITE (TARAUACÁ)	1 x 360 + 1 x 725 + 1 x 1.000 + 1 x 400	4	2.485	2.112
13-THAUMATURGO	1 x 37 + 1 x 46 + 1 x 260	3	343	291
14-VILA CAMPINAS	1 x 100 + 1 x 160	2	260	221
15-I. L. PASSARINHO (XAPURI)	3 x 260 + 2 x 320	5	1.420	1.207
TOTAL ANTES DAS INTERLIGAÇÕES		**55**	**28.218**	**23.972**
TOTAL APÓS AS INTERLIGAÇÕES		**50**	**27.404**	**23.253**

Nota: 1) As localidades de Acrelândia e Vila Campinas passarão a ser atendidas pelo Sistema Isolado de Rio Branco a partir de março e setembro, respectivamente.

7.16 QUADRO XVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MACAPÁ

MÊS	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (kWh / h)
JANEIRO	51.179	91.390
FEVEREIRO	47.240	97.219
MARÇO	51.758	92.712
ABRIL	52.620	95.142
MAIO	56.469	97.924
JUNHO	53.894	95.145
JULHO	54.480	91.310
AGOSTO	57.912	100.976
SETEMBRO	58.025	102.104
OUTUBRO	59.756	102.278
NOVEMBRO	56.825	103.187
DEZEMBRO	57.773	104.620
2000	**657.931**	**104.620**

7.17 Quadro XVII – 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	-	2 X 20 + 1 X 30 (EXPANSÃO FEV)	3	70,0	70,0
TÉRMICA	SANTANA	DIESEL	3 X 18 + 4 X 15,6	7	116,4	114,0
TOTAL				10	186,4	184,0

7.18 Quadro XVIII – Balanço de Energia da ELETRONORTE em Macapá

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEA	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	2.724	48.455	51.179	25.296	25.883	51.179	0
FEVEREIRO	2.521	44.719	47.240	44.544	2.696	47.240	0
MARÇO	2.762	48.996	51.758	34.968	16.790	51.758	0
ABRIL	2.804	49.816	52.620	33.840	18.780	52.620	0
MAIO	3.002	53.467	56.469	34.968	21.501	56.469	0
JUNHO	2.869	51.025	53.894	43.200	10.694	53.894	0
JULHO	2.910	51.570	54.480	44.640	9.840	54.480	0
AGOSTO	3.083	54.829	57.912	44.640	13.272	57.912	0
SETEMBRO	3.082	54.943	58.025	43.200	14.825	58.025	0
OUTUBRO	3.170	56.586	59.756	34.968	24.788	59.756	0
NOVEMBRO	3.027	53.798	56.825	28.978	27.847	56.825	0
DEZEMBRO	3.077	54.696	57.773	34.224	23.549	57.773	0
TOTAL	**35.031**	**622.900**	**657.931**	**447.466**	**210.465**	**657.931**	**0**

7.19 Quadro XIX – Balanço de Demanda da ELETRONORTE em Macapá

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEA	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	5.058	86.332	4.570	95.960	40.000	87.000	127.000	31.041
FEVEREIRO	5.317	91.902	4.861	102.080	75.000	58.000	133.000	30.920
MARÇO	5.115	87.597	4.636	97.348	55.000	73.000	128.000	30.652
ABRIL	5.097	90.045	4.757	99.899	55.000	72.000	127.000	27.101
MAIO	4.670	93.254	4.896	102.820	55.000	87.000	142.000	39.180
JUNHO	4.815	90.330	4.757	99.902	75.000	58.000	133.000	33.098
JULHO	4.676	86.634	4.566	95.876	55.000	87.000	142.000	46.125
AGOSTO	4.913	96.063	5.049	106.025	55.000	87.000	142.000	35.975
SETEMBRO	4.989	97.115	5.105	107.209	55.000	87.000	142.000	34.791
OUTUBRO	4.953	97.325	5.114	107.392	75.000	87.000	162.000	54.608
NOVEMBRO	4.889	98.298	5.159	108.346	75.000	87.000	162.000	53.654
DEZEMBRO	5.320	99.300	5.231	109.851	75.000	87.000	162.000	52.149
MÁXIMA	**-**	**-**	**-**	**109.851**	**-**	**-**	**162.000**	**52.149**

7.20 Quadro XX – Balanço de Energia da CEA em Macapá

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	48.455	0	48.455	0	48.455	48.455	0
FEVEREIRO	44.719	0	44.719	0	44.719	44.719	0
MARÇO	48.996	0	48.996	0	48.996	48.996	0
ABRIL	49.816	0	49.816	0	49.816	49.816	0
MAIO	53.467	0	53.467	0	53.467	53.467	0
JUNHO	51.025	0	51.025	0	51.025	51.025	0
JULHO	51.570	0	51.570	0	51.570	51.570	0
AGOSTO	54.829	0	54.829	0	54.829	54.829	0
SETEMBRO	54.943	0	54.943	0	54.943	54.943	0
OUTUBRO	56.586	0	56.586	0	56.586	56.586	0
NOVEMBRO	53.798	0	53.798	0	53.798	53.798	0
DEZEMBRO	54.696	0	54.696	0	54.696	54.696	0
TOTAL	**622.900**	**-**	**622.900**	**-**	**622.900**	**622.900**	**-**

7.21 QUADRO XXI – BALANÇO DE DEMANDA DA CEA EM MACAPÁ

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	86.332	0	86.332	0	86.332	86.332	0
FEVEREIRO	91.902	0	91.902	0	91.902	91.902	0
MARÇO	87.597	0	87.597	0	87.597	87.597	0
ABRIL	90.045	0	90.045	0	90.045	90.045	0
MAIO	93.254	0	93.254	0	93.254	93.254	0
JUNHO	90.330	0	90.330	0	90.330	90.330	0
JULHO	86.634	0	86.634	0	86.634	86.634	0
AGOSTO	96.063	0	96.063	0	96.063	96.063	0
SETEMBRO	97.115	0	97.115	0	97.115	97.115	0
OUTUBRO	97.325	0	97.325	0	97.325	97.325	0
NOVEMBRO	98.298	0	98.298	0	98.298	98.298	0
DEZEMBRO	99.300	0	99.300	0	99.300	99.300	0
MÁXIMA	**-**	**-**	**99.300**	**-**	**-**	**99.300**	**-**

7.22 QUADRO XXII – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MACAPÁ

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	51 MW médios		
		EMPRESA	UHE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	COARACY NUNES	51 MW médios
	TÉRMICA	24 MW médios		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	SANTANA	24 MW MÉDIOS
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	79.976 mil litros		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE CONSUMO
		ELETRONORTE	SANTANA	79.976 mil litros

7.23 QUADRO XXIII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
AMAPÁ	5.066	0,6	1,15
CALÇOENE	4.501	0,5	0,90
LARANJAL DO JARI	21.001	2,4	4,70
OIAPOQUE / CLEVELÂNDIA	9.702	1,1	2,10
TARTARUGALZINHO / ITAUBAL	3.999	0,5	0,73
TOTAL MONITORADO	**44.269**	**5,0**	**9,58**
TOTAL	**51.390**	**5,9**	**11,07**
% MONITORADO	**86%**		**86%**

7.24 QUADRO XXIV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA CEA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- AMAPÁ (até Jul)	3 x 324	3	972	777
2- CALÇOENE (até Jul)	3 x 324	3	972	777
3- IGARAPÉ DO LAGO (até Fev)	1 x 200	1	200	160
4- ILHA DE SANTANA	1 x 200	1	200	160
5- LARANJAL DO JARI	4 x 2.500	4	10.000	8.000
6- LOURENÇO	1 x 324	1	324	259
7- MARUANUM (até Fev)	1 x 48	1	48	38
8- OIAPOQUE	3 x 1.063	3	3.189	2.712
9- PRACUUBA	1 x 200	1	200	160
10-TARTARUGALZINHO (até Jul)	2 x 324	2	648	518
11- VITÓRIA DO JARI (até Fev)	3 x 324	3	972	777
TOTAL ANTES DAS INTERLIGAÇÕES		**23**	**17.725**	**14.338**
TOTAL APÓS AS INTERLIGAÇÕES		**10**	**13.913**	**11.291**

Notas: 1) As localidades de Amapá, Calçoene, Igarapé do Lago, Maruanum e Tartarugalzinho passarão a ser atendidas pelo Sistema Isolado de Macapá;

2) A localidade de Vitória do Jari passará a ser atendida pelo Sistema Isolado de Laranjal do Jari.

7.25 QUADRO XXV – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA MANAUS

MÊS	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (kWh / h)
JANEIRO	276.303	480.417
FEVEREIRO	256.085	488.629
MARÇO	290.810	507.870
ABRIL	282.854	514.965
MAIO	300.933	508.135
JUNHO	292.083	512.441
JULHO	310.647	517.596
AGOSTO	325.075	560.650
SETEMBRO	324.288	568.144
OUTUBRO	331.598	572.981
NOVEMBRO	313.120	554.218
DEZEMBRO	309.907	561.128
2000	**3.613.703**	**572.981**

7.26 Quadro XXVI – Configuração do Parque Gerador em Manaus

ORIGEM	USINA	TIPO DO ÓLEO	CONFIGURAÇÃO	NÚM. DE UNID.	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (MW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (MW)
HIDRÁULICA	UHE BALBINA	-	5 X 50	5	250,0	250,0
TÉRMICA	APARECIDA	PTE	2 X 26 + 2 X 42	4	136,0	110,0
	MAUÁ	OC1A	2 X 18,6 + 2 X 50	4	137,2	122
	ELETRON	PTE	6 X 20	6	120,0	105,0
	PIE EL PASO A	PTE	2 X 22	2	44,0	44,0
	PIE EL PASO B	PTE	2 X 55	2	110,0	110,0
	PIE EL PASO D	PTE	2 X 46	2	92,0	92,0
	PIE RIO NEGRO	PGE	10 X 15,8	10	158,0	158,0
TOTAL				**35**	**1.047,2**	**991,0**

7.27 Quadro XXVII – Balanço de Energia da Manaus Energia em Manaus

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEAM	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	274.935	1.368	276.303	47.021	229.282	276.303	0
FEVEREIRO	254.863	1.222	256.085	46.771	209.314	256.085	0
MARÇO	289.406	1.404	290.810	43.450	247.360	290.810	0
ABRIL	281.440	1.414	282.854	43.200	239.654	282.854	0
MAIO	299.491	1.442	300.933	64.282	236.651	300.933	0
JUNHO	290.545	1.538	292.083	65.088	226.995	292.083	0
JULHO	309.101	1.546	310.647	112.493	198.154	310.647	0
AGOSTO	323.406	1.669	325.075	83.923	241.152	325.075	0
SETEMBRO	322.533	1.755	324.288	84.096	240.192	324.288	0
OUTUBRO	329.789	1.809	331.598	96.422	235.176	331.598	0
NOVEMBRO	311.537	1.583	313.120	67.133	245.987	313.120	0
DEZEMBRO	308.534	1.373	309.907	66.662	243.245	309.907	0
TOTAL	**3.595.580**	**18.123**	**3.613.703**	**820.541**	**2.793.162**	**3.613.703**	**0**

7.28 Quadro XXVIII – Balanço de Demanda da Manaus energia em Manaus

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CEAM	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	477.313	3.104	24.021	504.438	180.000	475.000	655.000	150.562
FEVEREIRO	485.532	3.097	24.431	513.060	180.000	475.000	655.000	141.940
MARÇO	504.775	3.095	25.394	533.264	180.000	475.000	655.000	121.737
ABRIL	511.998	2.967	25.748	540.713	200.000	475.000	675.000	134.287
MAIO	504.822	3.313	25.407	533.542	200.000	475.000	675.000	141.458
JUNHO	509.505	2.936	25.622	538.063	250.000	480.000	730.000	191.937
JULHO	514.268	3.328	25.880	543.476	250.000	475.000	725.000	181.524
AGOSTO	557.201	3.449	28.033	588.683	250.000	475.000	725.000	136.318
SETEMBRO	564.619	3.525	28.407	596.551	250.000	475.000	725.000	128.449
OUTUBRO	569.514	3.467	28.649	601.630	192.000	475.000	667.000	65.370
NOVEMBRO	550.690	3.528	27.711	581.929	188.000	475.000	663.000	81.071
DEZEMBRO	557.688	3.440	28.056	589.184	184.000	475.000	659.000	69.816
MÁXIMA	**-**	**-**	**-**	**601.630**	**-**	**-**	**667.000**	**65.370**

7.29 Quadro XXIX – Balanço de Energia da CEAM em Manaus

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	1.368	0	1.368	0	1.368	1.368	0
FEVEREIRO	1.222	0	1.222	0	1.222	1.222	0
MARÇO	1.404	0	1.404	0	1.404	1.404	0
ABRIL	1.414	0	1.414	0	1.414	1.414	0
MAIO	1.442	0	1.442	0	1.442	1.442	0
JUNHO	1.538	0	1.538	0	1.538	1.538	0
JULHO	1.546	0	1.546	0	1.546	1.546	0
AGOSTO	1.669	0	1.669	0	1.669	1.669	0
SETEMBRO	1.755	0	1.755	0	1.755	1.755	0
OUTUBRO	1.809	0	1.809	0	1.809	1.809	0
NOVEMBRO	1.583	0	1.583	0	1.583	1.583	0
DEZEMBRO	1.373	0	1.373	0	1.373	1.373	0
TOTAL	**18.123**	**-**	**18.123**	**-**	**18.123**	**18.123**	**-**

7.30 QUADRO XXX – BALANÇO DE DEMANDA DA CEAM EM MANAUS

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	3.104	0	3.104	0	3.104	3.104	0
FEVEREIRO	3.097	0	3.097	0	3.097	3.097	0
MARÇO	3.095	0	3.095	0	3.095	3.095	0
ABRIL	2.967	0	2.967	0	2.967	2.967	0
MAIO	3.313	0	3.313	0	3.313	3.313	0
JUNHO	2.936	0	2.936	0	2.936	2.936	0
JULHO	3.328	0	3.328	0	3.328	3.328	0
AGOSTO	3.449	0	3.449	0	3.449	3.449	0
SETEMBRO	3.525	0	3.525	0	3.525	3.525	0
OUTUBRO	3.467	0	3.467	0	3.467	3.467	0
NOVEMBRO	3.528	0	3.528	0	3.528	3.528	0
DEZEMBRO	3.440	0	3.440	0	3.440	3.440	0
MÁXIMA	**-**	**-**	**3.528**	**-**	**3.528**	**3.528**	**-**

7.31 QUADRO XXXI – GERAÇÃO E CONSUMO DE ÓLEO EM MANAUS

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	93 MW médios			
		EMPRESA	UHE		PREVISÃO DE GERAÇÃO
		MANAUS ENERGIA	BALBINA		93 MW médios
	TÉRMICA	318 MW médios			
		EMPRESA	UTE		PREVISÃO DE GERAÇÃO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA		52 MW médios
			MAUÁ		71 MW médios
			ELETRON		0 MW médios
		PIE EL PASO	PLANTA A		9 MW médios
			PLANTA B		14 MW médios
			PLANTA D		33 MW médios
		PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ		139 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	COMBUSTÍVEL	553.576 toneladas			
		EMPRESA	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		MANAUS ENERGIA	MAUÁ	OC1A	187.307 toneladas
		PIE RIO NEGRO	WÄRTSILÄ	PGE	366.271 toneladas
	DIESEL	340.816 mil litros			
		EMPRESA	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		MANAUS ENERGIA	APARECIDA	PTE	172.300 mil litros
			ELETRON	PTE	0 mil litros
		PIE EL PASO	PLANTA A	PTE	27.718 mil litros
			PLANTA B	PTE	45.146 mil litros
			PLANTA D	PTE	95.652 mil litros

7.32 Quadro XXXII – Carga Própria dos Sistemas da CEAM

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
BENJAMIN CONSTANT	8.955	1,0	1,65
CARAUARI	9.031	1,0	1,80
COARI	25.005	2,8	4,53
HUMAITÁ	21.635	2,5	3,98
IRANDUBA	28.260	3,2	4,96
ITACOATIARA	52.280	6,0	9,72
LÁBREA	10.946	1,2	2,01
MANACAPURU	48.712	5,5	8,96
MANICORÉ	9.102	1,0	1,70
MAUES	14.658	1,7	2,85
PARINTINS	37.252	4,2	7,50
TABATINGA	20.184	2,3	3,83
TEFÉ	28.524	3,2	5,17
TOTAL MONITORADO	**314.544**	**35,8**	**58,69**
TOTAL	**502.714**	**57,2**	**60,10**
% MONITORADO	**62,6%**		**97,6%**

7.33 Quadro XXXIII – Configuração do Parque Gerador da CEAM

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- ALVARAES	2 x 350	2	700	560
2- AMATURA	1 x 220 + 1 x 264	2	484	387
3- ANAMA	1 x 90 + 2 x 176	3	442	354
4- ANORI	2 x 350 + 2 x 320	4	1.340	1.072
5- APUI	1 x 350 + 1 x 240 + 1 x 272	3	862	690
6- ATALAIA DO NORTE	2 x 240	2	480	384
7- AUGUSTO MONTENEGRO	2 x 48 + 1 x 90	3	186	148
8- AUTAZES	2 x 1000 + 2 x 350	4	2.700	2.160
9- AXINIM (BORBA) - NOVO	2 x 51	2	102	82
10- BARCELOS	2 x 350 + 1 x 125	3	825	660
11- BARREIRINHA	1 x 500 + 1 x 240 + 2 x 350	4	1.440	1.152

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
12- BELEM SOLIMOES	1 x 144 + 1 x 64	2	208	166
13- BENJAMIN CONSTANT	1 x 600 + 1x1100 + 3x630 + 1x941	6	4.531	3.625
14- BERURI	1 x 64 + 2 x 176	3	416	333
15- BOA VISTA RAMOS	2 x 240 + 1 x 500	3	980	784
16- BOCA DO ACRE	1 x 1100 + 1 x 1000 + 1 x 360	3	2.460	1.968
17- BORBA	1 x 1248 + 1 x 300	2	1.548	1.238
18- CAAPIRANGA	2 x 205	2	410	328
19- CABURI	2 x 48 + 1 x 60 + 1 X 40	4	196	156
20- CAIAMBE	1 x 48 + 1 x 40	2	88	70
21- CAMPINAS	2 x 48	2	96	76
22- CANUTAMA	1 x 500 + 2 x 350	3	1.200	960
23- CARAUARI	1 x 1100 + 1 x 304 + 2 x 536	4	2.476	1.979
24- CAREIRO VARZEA	1 x 304 + 1 x 184 + 2 x 220	4	928	742
25- CASTANHO	1 x 1000 + 2 x 350 + 2 x 320	4	2.020	1.616
26- CAVIANA	1 x 80 + 2 x 60	3	200	134
27- COARI	1x1100+2x1250+1x630+3x800+1x2000	8	8.630	6.904
28- CODAJAS	1 x 1100 + 1 x 536 + 2 x 1000	4	3.636	2.909
29- CUCUI	1 x 140 + 1 x 80	2	220	176
30- EIRUNEPE	1 x 1100 + 1 x 1000	2	2.100	1.680
31- ENVIRA	1 x 272 + 1 x 304	2	576	461
32- ESTIRÃO EQUADOR	1 x 144	3	144	115
33- FONTE BOA	2 x 240 + 2 x 350	4	1.180	944
34- GUAJARA	2 x 220 + 1 x 140	3	580	464
35- HUMAITA	1 x 1882 + 1 x 1250 + 1 x 630	3	3.762	3.010
36- IAUARETÊ	2 x 144	2	288	230
37- IPIRANGA	2 x 144	2	288	230
38- IPIXUNA	1 x 350 + 1 x 352	2	702	562
39- IRANDUBA	1 x 2000 + 2 x 1250 + 4 x 1100	7	8.900	7.120
40- ITACOATIARA	2 x 2000 +2x2500+3x2320+2x1100	9	18.160	14.528
41- ITAMARATI	1 x 176 + 1 x 140	2	316	253
42- ITAPEAÇU	1 x 144	1	144	115
43- ITAPIRANGA	1 x 168 + 2 x 350	3	868	694
44- JAPURA	2 x 40	2	80	64
45- JURUA	1 x 240 + 1 x 350	2	590	472
46- JUTAI	1 x 272 + 1 x 350 +1x304	3	926	741
47- LABREA	1x600+2x1100+2x1000+1x630+1x360	6	4.790	3.832
48- LIMOEIRO	1 x 132 + 1 x 115	2	247	198
49- MANACAPURU	1 x 2320 +3x2000+2x1100+2x1250	8	13.020	10.416
50- MANAQUIRI	1 x 144 + 2 x 400	3	944	755
51- MANICORÉ	1 x 168 + 2 x 350	3	868	694
52- MARAA	1 x 90 + 1 x 240 + 1 x 350	3	680	544
53- MAUES	1x630+1x818+1x1100+1x1250+1x1000	6	4.798	3.838
54- MOCAMBO	2 x 144	2	288	230
55- MURITUBA	1 x 48 + 2 x 40	3	128	102

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
56- NHAMUNDA	1 x 500 + 3 x 350	4	1.550	1.240
57- NOVA OLINDA NORTE	1 x 500 + 1 x 350 + 1x 1000	3	1.850	1.480
58- NOVO AIRÃO	1 x 368 + 2 x 350	3	1.068	854
59- NOVO ARIPUANA	1 x 500 + 1 x 320 + 1 x 400	3	1.220	976
60- NOVO REMANSO	1 x 194 + 1 x 350	2	544	435
61- PALMEIRAS	2 x 144	2	288	230
62- PARINTINS	1x630+1x818+1x1100+1x1250+2x2000+3x2500	9	15.298	12.238
63- PAUINÍ	1 x 350 + 1 x 500 + 1 x 184	3	1034	827
64- PEDRAS	2 x 90	2	180	144
65- SANTO ANTONIO DO IÇÁ	1 x 350 + 1 x 144 + 2 x 240	4	974	779
66- SÃO GABRIEL CACHOEIRA	1 x 1100 + 1 x 536+1x1000+1x304	4	2.940	2.352
67- SÃO PAULO OLIVENÇA	1 x 220 + 3 x 400	4	1.420	1.136
68- SÃO SEBASTIÃO UATUMÃ	1 x 400 + 1 x 304	2	704	563
69- SILVES	1 x 220 + 1 x 304 + 1 x 350	3	874	699
70- S.IZABEL DO R.NEGRO	1 x 272 + 1 x 350 + 1 x 304	3	926	741
71- TABATINGA	1 x 941 + 1 x 1177+ 1 x 1100	3	3.218	2.575
72- TAPAUA	1 x 125 + 1 x 500 + 2 x 350	4	1.325	1.060
73- TEFE	1 x 1882 + 1 x 1100 + 1 x 1177	3	4.159	3.328
74- TONANTINS	1 x 350 + 1 x 220	2	570	456
75- UARINI	1 x 140 + 2 x 240	3	620	496
76- URUCARA	2 x 320 + 2 x 350	4	1.340	1.072
77- URUCURITUBA	1 x 272 + 1 x 500 + 1 x 350 +1x400	4	1.522	1.218
78- VILA AMAZÔNIA	1 x 50 + 2 x 144	3	338	270
79- VILA BITTENCOURT	1 x 144	1	144	115
80- VILA CAMETÁ	2 x 124 + 1 x 50	3	298	238
81- VILA SACAMBÚ	1 x 72 + 1 x 40	2	112	90
TOTAL		**264**	**149.687**	**119.717**

7.34 Quadro XXXIV – Carga Própria dos Sistemas da CELPA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
ALENQUER	13.300	1,5	2,65
BREVES	20.866	2,4	3,71
MONTE ALEGRE	14.027	1,6	2,86
ÓBIDOS	17.927	2,0	3,64
ORIXIMINÁ	18.808	2,1	3,65
SOURE	10.206	1,2	2,44
TUCUMÃ	16.320	1,9	3,69
TOTAL MONITORADO	**111.454**	**12,7**	**22,64**
TOTAL	**213.927**	**24,4**	**43,41**
% MONITORADO	**52,1%**		**52,1%**

7.35 Quadro XXXV – Carga Própria dos Sistemas da JARCEL

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
TOTAL MONITORADO	**0**	**0**	**0**
TOTAL	**23.189**	**2,6**	**3,9**
% MONITORADO	**0%**		**0%**

7.36 Quadro XXXVI – Configuração do Parque Gerador da CELPA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- AFUÁ	3 x 240	3	720	576
2- ALENQUER	5 x 845	5	4.225	3.380
3- ALMEIRIM	1 x 350 + 3 x 636	4	2.258	1.810
4- ANAJÁS	1 x 360 + 1 x 216	2	576	461
5- AVEIRO	3 x 48 + 1 x 108	4	252	200
6- BAGRE	1 x 260	1	260	208

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
7- BANACH (NOVO)	4 x 240	4	960	840
8- BARREIRA DO CAMPO	2 x 100 + 1 x 350	3	550	445
9- BREVES	6 x 845	6	5.070	4.056
10- CACHOEIRA ARARI	3 x 350	3	1.050	840
11- CHAVES (NOVO)	3 x 240	3	720	630
12- CURRALINHO	2 x 420	2	840	672
13- CURUÁ (NOVO)	2 x 350	2	700	560
14- FARO	2 x 350	2	700	560
15- GURUPÁ	2 x 845	2	1.690	1.352
16- JACAREACANGA	1 x 405 + 2 x 300	3	1.005	804
17- JURUTI	2 x 845	2	1.690	1.352
18- MELGAÇO	2 x 324	2	648	518
19- MONTE ALEGRE	5 x 845	5	4.225	3.380
20- MUANÁ	2 x 420 + 1 x 350	3	1.190	952
21- NOVA ESPERANÇA PIRIÁ	4 x 240	4	960	880
22- NOVO PROGRESSO	2 x 681 + 1 x 400 + 1 x 375	4	2.137	1.710
23- ÓBIDOS	3 x 845 + 3 x 637	6	4.446	3.558
24- OEIRAS DO PARÁ	3 x 278	3	834	666
25- ORIXIMINÁ	6 x 845	6	5.070	4.056
26- PONTA DE PEDRAS	2 x 420 + 2 x 350	4	1.540	1.232
27- PORTEL	3 x 845	3	2.535	2.028
28- PORTO DE MOZ	3 x 350	3	1.050	840
29- PRAINHA	2 x 420	2	840	672
30- SALVATERRA	3 x 637 + 1 x 350	4	2.261	1.810
31- SANTA CRUZ DO ARIRI	1 x 220 + 1 x 360	2	580	464
32- STA. MARIA BARREIRAS	2 x 100 + 1 x 350	3	550	445
33- SANTANA ARAGUAIA	4 x 350 + 2 x 1.000	6	3.400	2.800
34- SÃO FÉLIX DO XINGU	3 x 700 + 1 x 284	4	2.384	1.907
35- S. SEBASTIÃO BOA VISTA	3 x 350	3	1.050	840
36- SOURÉ	3 x 845+ 2 x 637	5	3.809	3.048
37- TERRA SANTA	4 x 350	4	1.400	1.120
38- TUCUMÃ	3 x 1.000 + 5 x 240	8	4.200	3.450
TOTAL DA CELPA		**135**	**68.375**	**55.122**

7.37 QUADRO XXXVII - CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DA JARCEL

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- MOTE DOURADO	1 X 930 + 3 X 1.600	4	5.730	4.584
2- SÃO MIGUEL	1 X 340 + 1 X 350 + 1X400+1X750	4	1.840	1.470
3- MUNGUBA	5 X 1.750	5	8.750	7.000
TOTAL DA JARCEL		**13**	**16.320**	**13.054**

Nota: 1) As unidades geradoras da localidade de Monte Dourado consomem óleo combustível. As demais localidades consomem óleo diesel.

7.38 QUADRO XXXVIII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA PORTO VELHO

MÊS	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (kWh / h)
JANEIRO	111.672	195.781
FEVEREIRO	104.266	206.649
MARÇO	119.877	214.412
ABRIL	116.153	214.676
MAIO	111.702	223.177
JUNHO	109.682	228.408
JULHO	118.416	230.938
AGOSTO	120.075	231.921
SETEMBRO	115.334	230.547
OUTUBRO	118.137	242.722
NOVEMBRO	116.186	236.365
DEZEMBRO	112.450	231.782
2000	**1.373.950**	**242.722**

7.39 Quadro XXXIX – 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	P. VELHO III	DIESEL	3 X 5,27	3	15,8	14,4
	RIO MADEIRA	DIESEL	3 X 21,2 + 1 X 40,0	4	103,6	92,3
	SOTREQ	DIESEL	28 X 1,4	28	39,2	39,2
	PIE-CERON	DIESEL	2 X 1,4	2	2,8	2,8
	TERMONORTE	DIESEL	2 X 15,6 (JUN) + 2 X 15,6 (JUL)	4	62,4	62,4
TOTAL até FASE I do Projeto TERMONORTE				**42**	**377,4**	**364,7**
TOTAL após FASE I do Projeto TERMONORTE				**16**	**397,8**	**385,1**

7.40 Quadro XL – Balanço de Energia da ELETRONORTE em Porto Velho

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CERON	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	8186	103.486	111.672	34.519	77.153	111.672	0
FEVEREIRO	6605	97.661	104.266	35.815	68.451	104.266	0
MARÇO	8813	111.064	119.877	68.336	51.541	119.877	0
ABRIL	9816	106.337	116.153	81.269	34.884	116.153	0
MAIO	7769	103.933	111.702	66.359	45.343	111.702	0
JUNHO	9044	100.638	109.682	39.608	70.074	109.682	0
JULHO	10189	108.227	118.416	56.188	62.228	118.416	0
AGOSTO	8899	111.176	120.075	47.981	72.094	120.075	0
SETEMBRO	8733	106.601	115.334	36.019	79.315	115.334	0
OUTUBRO	9684	108.453	118.137	26.313	91.824	118.137	0
NOVEMBRO	8649	107.537	116.186	45.684	70.502	116.186	0
DEZEMBRO	8033	104.417	112.450	71.218	41.232	112.450	0
TOTAL	**104.420**	**1.269.530**	**1.373.950**	**609.308**	**764.642**	**1.373.950**	**0**

7.41 Quadro XLI – Balanço de Demanda da ELETRONORTE em Porto Velho

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CERON	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	22.069	173.712	9.789	205.570	185.000	126.000	311.000	105.430
FEVEREIRO	23.274	183.375	10.332	216.981	200.000	126.000	326.000	109.019
MARÇO	23.352	191.060	10.721	225.133	210.000	92.000	302.000	76.867
ABRIL	23.500	191.176	10.734	225.410	210.000	57.000	267.000	41.590
MAIO	23.036	200.141	11.159	234.336	215.000	72.000	287.000	52.664
JUNHO	23.726	204.682	11.420	239.828	215.000	126.000	341.000	101.172
JULHO	23.986	206.952	11.547	242.485	172.000	102.400	274.400	31.915
AGOSTO	23.884	208.037	11.596	243.517	172.000	118.000	290.000	46.483
SETEMBRO	23.666	206.881	11.527	242.074	172.000	133.600	305.600	63.526
OUTUBRO	24.767	217.955	12.136	254.858	129.000	149.200	278.200	23.342
NOVEMBRO	24.105	212.260	11.818	248.183	129.000	149.200	278.200	30.017
DEZEMBRO	22.856	208.926	11.589	243.371	129.000	149.200	278.200	34.829
MÁXIMA	**-**	**-**	**-**	**254.858**	**-**	**-**	**278.200**	**23.342**

7.42 Quadro XLII – Balanço de Energia da CERON em Porto Velho

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	103.486	0	103.486	0	103.486	103.486	0
FEVEREIRO	97.661	0	97.661	0	97.661	97.661	0
MARÇO	111.064	0	111.064	0	111.064	111.064	0
ABRIL	106.337	0	106.337	0	106.337	106.337	0
MAIO	103.933	0	103.933	0	103.933	103.933	0
JUNHO	100.638	0	100.638	0	100.638	100.638	0
JULHO	108.227	0	108.227	0	108.227	108.227	0
AGOSTO	111.176	0	111.176	0	111.176	111.176	0
SETEMBRO	106.601	0	106.601	0	106.601	106.601	0
OUTUBRO	108.453	0	108.453	0	108.453	108.453	0
NOVEMBRO	107.537	0	107.537	0	107.537	107.537	0
DEZEMBRO	104.417	0	104.417	0	104.417	104.417	0
TOTAL	**1.269.530**	**-**	**1.269.530**	**-**	**1.269.530**	**1.269.530**	**-**

7.43 QUADRO XLIII – BALANÇO DE DEMANDA DA CERON EM PORTO VELHO

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	173.712	0	173.712	0	173.712	173.712	0
FEVEREIRO	183.375	0	183.375	0	183.375	183.375	0
MARÇO	191.060	0	191.060	0	191.060	191.060	0
ABRIL	191.176	0	191.176	0	191.176	191.176	0
MAIO	200.141	0	200.141	0	200.141	200.141	0
JUNHO	204.682	0	204.682	0	204.682	204.682	0
JULHO	206.952	0	206.952	0	206.952	206.952	0
AGOSTO	208.037	0	208.037	0	208.037	208.037	0
SETEMBRO	206.881	0	206.881	0	206.881	206.881	0
OUTUBRO	217.955	0	217.955	0	217.955	217.955	0
NOVEMBRO	212.260	0	212.260	0	212.260	212.260	0
DEZEMBRO	208.926	0	208.926	0	208.926	208.926	0
MÁXIMA	**-**	**-**	**217.955**	**-**	**217.955**	**217.955**	**-**

7.44 Quadro XLIV – Geração e Consumo de Óleo em Porto Velho

PREVISÃO DE GERAÇÃO	HIDRÁULICA	69 MW médios		
		EMPRESA	UHE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	SAMUEL	69 MW médios
	TÉRMICA	87 MW médios		
		EMPRESA	UTE	PREVISÃO DE GERAÇÃO
		ELETRONORTE	PORTO VELHO III	0 MW médios
			RIO MADEIRA	48,2 MW médios
			SOTREQ (ALUGUEL)	16,6 MW médios
		PIE CERON	PIMENTA BUENO	2,2 MW médios
		PIE TERMONORTE	FASE I	20,0 MW médios

PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	DIESEL	209.231 mil litros			
		EMPRESA	UTE	TIPO	PREVISÃO DE CONSUMO
		ELETRONORTE	P.VELHO III	DIESEL	0 mil litros
			R.MADEIRA	DIESEL	122.898 mil litros
			SOTREQ	DIESEL	42.207 mil litros
		PIE CERON	P. BUENO	DIESEL	5.549 mil litros
		PIE TERMONORTE	FASE I	DIESEL	38.577 mil litros

7.45 Quadro XLV – Carga Própria dos Sistemas da CERON

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
ALVORADA DO OESTE	15.054	1,7	3,13
CEREJEIRAS	21.174	2,4	4,50
COSTA MARQUES	6.689	0,8	1,32
GUAJARÁ-MIRIM	47.378	5,4	8,29
MACHADINHO	12.355	1,4	2,42
NOVA BRASILÂNDIA	12.813	1,5	2,30
PIMENTA BUENO / CACOAL	26.148	3,0	6,85
ROLIM DE MOURA	19.161	2,2	3,08
VILA EXTREMA	4.999	0,6	1,33
VILHENA	30.430	3,5	6,50
TOTAL MONITORADO	**196.201**	**22,3**	**39,72**
TOTAL	**346.941**	**39,5**	**63,00**
% MONITORADO	**56,6%**		**63,0%**

7.46 Quadro XLVI – Configuração do Parque Gerador da CERON

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- ABUNÃ	1 x 150	1	150	127
2- ALVORADA OESTE	4 x 320 + 2 x 1.000	6	3.280	2.788
3- ANARI	1 x 320	1	320	272
4- ARARAS	1 x 100	1	100	85
5- BELA VISTA S.DOMINGOS (NOVA)	1 x 48	1	48	40
6- BOA ESPERANÇA	1 x 264	1	264	224
7- BURITIS (FERNANDEZ RIVERO)	4 x 320 + 1 x 1.000	5	2.280	1.938
8- CALAMA	1 x 184 + 1 x 264	2	448	380
9- CAMPO NOVO RONDÔNIA	2 x 320	2	640	544
10- CEREJEIRAS/ COLORADO OESTE	2 x 1.100 + 1 x 1.600 2x1.000 + 2 x 1248 + 2 X 2600	3 6	3.800 9.696	3.230 8.240
11- CHUPINGUAIA	1 x 320	1	320	272
12- CONCEIÇÃO GALERA	1 x 36	1	36	31
13- COSTA MARQUES	1x320+1x184+1x1000+2x264	5	2.032	1.726
14- CUJUBIM	1 x 320	1	320	272
15- DEMARCAÇÃO	1 x 16	1	16	14

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
16- FORTALEZA ABUNÂ	1 x 264	1	264	224
17- GUAJARÁ MIRIM	1 x 2.500 + 3 x 2.000	4	8.500	7.225
18- ISIDROLÂNDIA	3 x 300 + 1 x 350	4	1.250	1.063
19- JACY PARANÁ	2 x 264	2	528	448
20- MACHADINHO	2 x 1.000	2	2.000	1.700
21- MAICI	1 x 20	1	20	17
22- MUTUM PARANÁ	1 x 48	1	48	41
23- NAZARÉ	1 x 48	1	48	41
24- NOVA BRASILÂNDIA	1 x 1.000 + 1 x 1.600	2	2.600	2.210
25- NOVA CONQUISTA	1 x 60	1	60	51
26- PACARANA	1 x 184	1	184	156
27- PEDRAS NEGRAS	1 x 48	1	48	41
28- PIMENTA BUENO / CACOAL	2 x 1.500 + 3 x 2.500	5	10.500	8.925
29- PIMENTEIRAS	1 x 320	1	320	288
30- PORTO MURTINHO	1 x 48	1	48	41
31- QUERÊNCIA NORTE	1 x 80	1	80	68
32- RIO DO OURO	1 x 48	1	48	41
33- ROLIM DE MOURA	2x1125+3x1500+3x990+4x2500	12	19.720	16.763
34- ROLIM DE MOURA GUAPORÉ	1 x 100	1	100	85
35- SANTA CATARINA	1 x 48	1	48	41
36- SANTA CRUZ DA SERRA	1 x 264	1	264	238
37- SANTANA DO GUAPORÉ	1 x 184	1	184	156
38- S. ANTº DO GUAPORÉ (NOVA)	1 x 48	1	48	41
39- SÂO CARLOS	1 x 264	1	264	224
40- SÂO FRANCISCO	3 x 240	3	720	612
41- SÂO MIGUEL	1 x 1.000 + 1 x 1.600	2	2.600	2.210
42- SÂO SEBASTIÂO	1 x 48	1	48	41
43- SERINGUEIRAS	3 x 240	3	720	612
44- SURPRESA	1 x 100	1	100	85
45- TABAJARA	1 x 48	1	48	41
46- TANCREDÓPOLIS	1 x 184	1	184	156
47- URUCUMACUA	1 x 48	1	48	41
48- VILA CALIFÓRNIA	1 x 184 + 1 x 264	2	448	380
49- VILA EXTREMA	3 x 284 + 1 x 1.600	4	2.452	2.083
50- VILHENA II	3 x 1.250 + 2 x 1.500	5	6.750	6.075
51- V. ALEGRE ABUNÃ	1 x 264	1	264	224
52- VITÓRIA UNIÃO	1 x 264	1	264	224
TOTAL ANTES DAS INTERLIGAÇÕES		**112**	**85.570**	**73.095**
TOTAL APÓS AS INTERLIGAÇÕES		**109**	**84.994**	**72.606**

Notas: 1) As localidades de Boa Esperança e Rio do Ouro passarão a ser atendidas pelo Sistema Chupinguaia a partir de Junho de 2000;

2) A localidade de Vitória União passará a ser atendida pelo Sistema Colorado do Oeste.

7.47 QUADRO XLVII – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA BOA VISTA

MÊS	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (kWh / h)
JANEIRO	29.026	51.875
FEVEREIRO	26.667	54.757
MARÇO	30.809	56.486
ABRIL	28.462	56.832
MAIO	30.776	56.486
JUNHO	27.890	56.794
JULHO	28.985	54.580
AGOSTO	30.392	61.889
SETEMBRO	33.155	61.767
OUTUBRO	33.801	62.466
NOVEMBRO	33.209	65.057
DEZEMBRO	33.112	65.363
2000	**366.284**	**65.363**

7.48 QUADRO XLVIII – 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	BOA VISTA II	DIESEL	7 X 2,5	7	17,5	16,1
	FLORESTA	PTE	1 X 18,0 + 2 X 22,0	3	62,0	57,0
	EQUATORIAL	DIESEL	14 X 1,4	14	19,6	19,6
TOTAL				**24**	**99,1**	**92,7**

7.49 QUADRO XLIX – BALANÇO DE ENERGIA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CER	CARGA PRÓPRIA	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	28.148	878	29.026	0	29.026	29.026	0
FEVEREIRO	25.804	863	26.667	0	26.667	26.667	0
MARÇO	29.739	1.070	30.809	0	30.809	30.809	0
ABRIL	27.518	944	28.462	0	28.462	28.462	0
MAIO	29.806	970	30.776	0	30.776	30.776	0
JUNHO	26.691	1.199	27.890	0	27.890	27.890	0
JULHO	27.801	1.184	28.985	0	28.985	28.985	0
AGOSTO	29.128	1.264	30.392	0	30.392	30.392	0
SETEMBRO	31.833	1.322	33.155	0	33.155	33.155	0
OUTUBRO	32.509	1.292	33.801	0	33.801	33.801	0
NOVEMBRO	31.866	1.343	33.209	0	33.209	33.209	0
DEZEMBRO	31.741	1.371	33.112	0	33.112	33.112	0
TOTAL	**352.584**	**13.700**	**366.284**	**0**	**366.284**	**366.284**	**0**

7.50 QUADRO L – BALANÇO DE DEMANDA DA BOA VISTA ENERGIA EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (kWh / h)				RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO A CER	RESERVA DE POTÊNCIA	TOTAL	HIDRO	TÉRMICO	TOTAL	
JANEIRO	49.777	2.098	2.594	54.469	0	80.700	80.700	26.231
FEVEREIRO	52.782	1.975	2.738	57.495	0	80.700	80.700	23.205
MARÇO	54.443	2.043	2.824	59.310	0	80.700	80.700	21.390
ABRIL	54.843	1.989	2.842	59.674	0	80.700	80.700	21.026
MAIO	54.495	1.991	2.824	59.310	0	80.700	80.700	21.390
JUNHO	54.259	2.535	2.840	59.634	0	80.700	80.700	21.066
JULHO	51.954	2.626	2.729	57.309	0	80.700	80.700	23.391
AGOSTO	59.119	2.770	3.094	64.983	0	80.700	80.700	15.717
SETEMBRO	58.995	2.772	3.088	64.855	0	80.700	80.700	15.845
OUTUBRO	59.768	2.698	3.123	65.589	0	80.700	80.700	15.111
NOVEMBRO	62.251	2.806	3.253	68.310	0	80.700	80.700	12.390
DEZEMBRO	62.543	2.820	3.268	68.631	0	80.700	80.700	12.069
MÁXIMA	-	-	-	**68.631**	-	-	**80.700**	**12.069**

7.51 QUADRO LI – BALANÇO DE ENERGIA DA CER EM BOA VISTA

MÊS	REQUISITO (MWh)			RECURSO (MWh)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	CARGA PRÓPRIA	GERAÇÃO	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	878	0	878	0	878	878	0
FEVEREIRO	863	0	863	0	863	863	0
MARÇO	1.070	0	1.070	0	1.070	1.070	0
ABRIL	944	0	944	0	944	944	0
MAIO	970	0	970	0	970	970	0
JUNHO	1.199	0	1.199	0	1.199	1.199	0
JULHO	1.184	0	1.184	0	1.184	1.184	0
AGOSTO	1.264	0	1.264	0	1.264	1.264	0
SETEMBRO	1.322	0	1.322	0	1.322	1.322	0
OUTUBRO	1.292	0	1.292	0	1.292	1.292	0
NOVEMBRO	1.343	0	1.343	0	1.343	1.343	0
DEZEMBRO	1.371	0	1.371	0	1.371	1.371	0
TOTAL	**13.700**	**-**	**13.700**	**-**	**13.700**	**13.700**	**-**

7.52 Quadro LII – Balanço de Demanda da CER em Boa Vista

MÊS	REQUISITO (kWh / h)			RECURSO (kWh / h)			BALANÇO
	MERCADO PRÓPRIO	SUPRIMENTO	TOTAL	DISPONIBILIDADE	RECEBIMENTO	TOTAL	
JANEIRO	2.098	0	2.098	0	2.098	2.098	0
FEVEREIRO	1.975	0	1.975	0	1.975	1.975	0
MARÇO	2.043	0	2.043	0	2.043	2.043	0
ABRIL	1.989	0	1.989	0	1.989	1.989	0
MAIO	1.991	0	1.991	0	1.991	1.991	0
JUNHO	2.535	0	2.535	0	2.535	2.535	0
JULHO	2.626	0	2.626	0	2.626	2.626	0
AGOSTO	2.770	0	2.770	0	2.770	2.770	0
SETEMBRO	2.772	0	2.772	0	2.772	2.772	0
OUTUBRO	2.698	0	2.698	0	2.698	2.698	0
NOVEMBRO	2.806	0	2.806	0	2.806	2.806	0
DEZEMBRO	2.820	0	2.820	0	2.820	2.820	0
MÁXIMA	**-**	**-**	**2.820**	**-**	**-**	**2.820**	**-**

7.53 Quadro LIII – Geração e Consumo de Óleo em Boa Vista

PREVISÃO DE GERAÇÃO	**TÉRMICA**	**41,7 MW médios**			
		EMPRESA	**UTE**		**PREVISÃO DE GERAÇÃO**
		BOA VISTA ENERGIA	BOA VISTA II		2,0 MW médios
			FLORESTA		27,8 MW médios
			EQUATORIAL		11,9 MW médios
PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO	**DIESEL**	**126.240 mil litros**			
		EMPRESA	**UTE**	**TIPO**	**PREVISÃO DE CONSUMO**
		BOA VISTA ENERGIA	B.VISTA II	DIESEL	5.201 mil litros
			FLORESTA	PTE	92.816 mil litros
			EQUATORIAL	DIESEL	28.223 mil litros

7.54 Quadro LIV – Carga Própria dos Sistemas da CER

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
ALTO ALEGRE	6.605	0,5	1,62
BONFIM	3.761	0,3	0,98
CARACARAÍ	15.876	1,2	3,41
NORMANDIA	4.321	0,4	1,15
PACARAIMA	5.100	0,4	1.25
SÃO JOÃO DA BALIZA	19.502	2,0	3,96
TOTAL MONITORADO	**55.165**	**6,28**	**11,12**
TOTAL	**73.073**	**8,32**	**14,85**
% MONITORADO	**75,5%**		**74,9%**

7.55 Quadro LV – Configuração do Parque Gerador da CER

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- ÁGUA FRIA	1 x 64	1	64	51
2- ALTO ALEGRE	1 x 352 + 3 x 300	4	1.252	1.002
3- APIAU	1 x 160	1	160	130
4- BONFIM	1 x 300 + 1 x 352	2	652	522
5- CABO SOBRAL	1 x 24	1	24	19
6- CAMPOS NOVOS	1 x 20	1	20	16
7- CANAUANIM	1 x 24	1	24	19
8- CARACARAÍ		7	4.320	3.376
CARACARAÍ I	1 x 352 + 2 x 384	3	1.120	896
CARACARAÍ II	2 x 300	2	600	480
CARACARAÍ III	2 x 1.300	2	2.600	2.000
9- CONTÃO	1 x 48 + 1 x 108	2	156	124
10- EQUADOR	1 x 108	1	108	86
11- FÉLIX PINTO	1 x 80	1	80	64
12- JACAMIM	1 x 10	1	10	8
13- JUNDIÁ	1 x 64 + 1 x 100	2	164	131
14- LAGO GRANDE	1 x 8	1	8	6
15- M. BOCA DA MATA	1 x 24	1	24	19
16- M. DA BALA	1 x 10	1	10	8
17- M. FLEXAL	1 x 24	1	24	19
18- M. RAPOSA	1 x 48	1	48	38

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
19- M. DO ARAÇÁ	1 x 24	1	24	19
20- M. DO MANOÁ	1 x 7	1	7	6
21- M. GUARIBA	1 x 24	1	24	19
22- M. MALACACHETA	1 x 24	1	24	19
23- M. MARACANÃ	1 x 71	1	71	57
24- M. MOSCOW	1 x 24	1	24	19
25- M. SANTA ROSA	1 x 24	1	24	19
26- M. SÃO MARCOS	1 x 15	1	15	12
27- M. TRÊS CORAÇÕES	1 x 57	1	57	46
28- M. VISTA ALEGRE	1 x 24	1	24	19
29- MUTUM	1 x 72	1	72	58
30- NAPOLEÃO	1 x 24	1	24	19
31- NORMANDIA	3 x 300	3	900	720
32- NOVA ESPERANÇA	1 x 24	1	24	19
33- OLHO D´ÁGUA	1 x 10	1	10	8
34- PACARAIMA	3 x 300	3	900	720
35- PANACARICA	1 x 24	1	24	19
36- PAREDÃO	1 x 24	1	24	19
37- PASSARÃO	1 x 400 + 1 x 53	2	453	362
38- PETROLINA	1 x 24	1	24	19
39- PIUM	1 x 10	1	10	8
40- SACAÍ	1 x 24	1	24	19
41- SAMAÚMA	1 x 10	1	10	8
42- S. M. DA BOIACU	1 x 48 + 1 x 108	2	156	124
43- SÃO FRANCISCO	1 x 64	1	64	51
44- S. F. BAIXO RIO BRANCO	1 x 10	1	10	8
45- SÃO SILVESTRE	1 x 108	1	108	86
46- SERRA GRANDE II	1 x 48	1	48	38
47- SOCO	1 x 48	1	48	38
48- SURUMU	1 x 80 + 1 x 108	2	188	150
49- TAIANO	1 x 240	1	240	192
50- TEPEQUEM	1 x 48	1	48	38
51- TERRA PRETA	1 x 24	1	24	19
52- TRAIRÃO	1 x 57	1	57	46
53- UIRAMUTA	1 x 144	1	144	115
54- V. CACHOEIRINHA	1 x 24	1	24	19
55- VILA UNIÃO	1 x 32	1	32	26
56- VILA BRASIL	1 x 200 + 1 x 300	2	500	400
57- VILA CAICUBI	1 x 24	1	24	19
58- VILA CENTRAL	1 x 48	1	48	38
59- VILA A. CAMPOS	1 x 24	1	24	19
60- VILA DONA COTA	1 x 18	1	18	14
61- VILA FLORESTA	1 x 18	1	18	14
62- VILA ITAQUERA	1 x 18	1	18	14

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
63- VILA MILAGRE	1 x 10	1	10	8
64- VILA REMANSO	1 x 18	1	18	14
65- V. SÃO JOSÉ	1 x 48	1	48	38
66- VILA VILENA	1 x 48	1	48	38
67- VISTA ALEGRE	1 x 116	1	116	93
68- XERUINÍ	1 x 18	1	18	14
69- XUMINA	1 x 14	1	14	11
TOTAL		**89**	**12.054**	**9.555**

7.56 Quadro LVI – Carga Própria dos Sistemas da CELTINS

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
LIZARDA	431	0,07	0,12
TOTAL MONITORADO	431	0,07	0,12
TOTAL	**5.020**	**0,57**	**1,00**
% MONITORADO	**8,5%**		**12%**

7.57 Quadro LVII – Configuração do Parque Gerador da CELTINS

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- APINAJÉ	1 x 128	1	128	102
2- BARRRA AROEIRAS	1 x 48	1	48	30
3- CENTENÁRIO	1 x 197	1	197	158
4- LAGOA TOCANTINS	1 x 197	1	197	158
5- LIZARDA	1 x 220 + 1 x 262	2	482	386
6- MANSINHA	2 x 48	2	96	76
7- MATEIROS	1 x 88	1	88	70
8- PONTÃO	1 x 200	1	200	160
9- PRÍNCIPE	1 x 53	1	53	42
10- RECURSOLÂNDIA	1 x 197	1	197	158
11- RETIRO	1 x 88	1	88	70
12- SÃO FRANCISCO	1 x 48	1	48	38
13- S. MARIA TOCANTINS	1 x 197	1	197	158

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
14- SÃO FRANCISCO TOCANTINS	1 x 88	1	88	70
15- SERRANÓPOLIS	1 x 32	1	32	26
16- TREVO DA PRAIA	1 x 48	1	48	38
TOTAL		**18**	**2.187**	**1.740**

7.58 Quadro LVIII – Carga Própria da Ilha de Camamú da COELBA

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
ILHA DE CAMAMÚ	1.100	0,13	0,25
TOTAL MONITORADO	**1.100**	**0,13**	**0,25**
TOTAL	**1.100**	**0,13**	**0,25**
% MONITORADO	**100%**		**100%**

7.59 Quadro LIX – Configuração do Parque Gerador de Camamú da COELBA

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- ILHA DE CAMAMÚ	1 x 135 + 1 x 125 + 1x 30 + 1x 606	4	1.096	873
TOTAL		**4**	**1.096**	**873**

7.60 Quadro LX – Carga Própria dos Sistemas da CEMAR

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
BATAVO	325	0,04	0,13
CENTRO-NOVO	276	0,03	0,16
TASSO FRAGOSO	841	0,09	0,24
TOTAL MONITORADO	**1.442**	**0,16**	**0,53**
TOTAL	**1.442**	**0,16**	**0,53**
% MONITORADO	**100%**		**100%**

7.61 QUADRO LXI – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAR

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- BATAVO	2 x 360	2	720	576
2- CENTRO-NOVO	2 x 280	2	560	500
3- TASSO FRAGOSO	3 x 280	3	840	750
TOTAL		**7**	**2.120**	**1.826**

7.62 QUADRO LXII – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA CEMAT

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
CANARANA	19.563	2,23	3,62
CLÁUDIA	4.108	0,47	2,10
JUARA	23.666	2,69	6,22
JUINA	38.924	4,43	10,28
SÃO FÉLIX DO ARAGUAIA	5.591	0,64	1,09
SÃO JOSÉ DO RIO CLARO	14.903	1,70	3,18
TOTAL MONITORADO	106.755	12,15	26,49
TOTAL	219.007	24,93	46,37
% MONITORADO	48,7%		57,1%

7.63 QUADRO LXIII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA CEMAT

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- ALTO DA B. VISTA	2 x 300	2	600	430
2- APIACAS	4 x 300	4	1.200	1.000
3- BRASNORTE	1x264+1x324+2x300+2x360+1x1250	7	3.158	2.500
4- CANABRAVA NORTE	1 x 220 + 1 x 300	2	520	375
5- CANARANA	1 x 600 + 1 x 2.600 + 2 x 324+6x300	10	5.648	4.950
6- CASTANHEIRA	5 x 300	5	1.500	1.040
7- CLAUDIA	1x1600+1x1250+2x360+5x300	9	5.070	4.180

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
8- COLNIZA (NOVA)	1 x 340 + 1 x 144	2	484	375
9- COMODORO (NOVA)	1 x 340 + 1 x 144	2	484	375
10- CONFRESA	1 x 180 + 2 x 300 + 1 x 144	4	924	805
11- CONTRIGUAÇU	1 x 144 + 3x300	4	1.044	805
12- GAÚCHA DO NORTE	2 x 144 + 1x300	3	588	375
13- JUARA	3 x 2.600	3	7.800	7.500
14- JUINA	1 x 2.752 + 3 x 1.700	4	7.852	7.000
15- JURUENA	1 x 264 + 2 x 300 + 3 x 260	6	1.644	1.315
16- LUCIARA	1x272 + 2x300	3	872	610
17- MARCELÂNDIA	1 x 1.250 + 4 x 300 + 1 X 400	6	2.850	2.280
18- N. BANDEIRANTES	3 x 300 + 1 x 162	4	1.062	805
19- N. MARINGÁ	1 x 144 + 2 x 300	3	744	625
20- NOVA MONTE VERDE	3 x 300	3	900	750
21- N. HORIZONTE	1 x 144 + 2 x 300	3	744	625
22- PARANAITÁ	3 x 300 + 1 x 1.250	4	2.150	1.750
23- PORTO ALEGRE NORTE	4 x 300	4	1.200	930
24- PORTO GAÚCHOS	4 x 300	4	1.240	1.000
25- QUERÊNCIA	5 x 300	5	1.500	1.250
26- R. CASCALHEIRA	1 x 360 + 3 x 300	4	1.260	1.000
27- SANTA TEREZINHA	2 x 144 + 1 x 160 + 1 x 300	4	748	625
28- SÃO FÉLIX ARAGUAIA	1 x 1.250 + 6 x 300	7	3.050	2.500
29- SÃO JOSÉ RIO CLARO	2 x 1.250 + 4 x 300 + 1 x 324	7	4.024	3.250
30- SÃO JOSÉ XINGÚ	2 x 300	2	600	430
31- TABAPORÃ	2 x 260 + 3 x 300 + 1 x 324	6	1.744	1.250
32- TAPURAH	1 x 324 + 4 x 300	5	1.524	1.250
33- UNIÃO DO SUL	3 x 300	3	900	680
34- VILA BELA	1 x 160 + 6 x 300	7	1.960	1.625
35- VILA RICA	2x300+1x324+1x340+1x352+1x1250	6	2.866	2.250
TOTAL		**157**	**70.454**	**58.510**

7.64 QUADRO LXIV – CARGA PRÓPRIA DOS SISTEMAS DA ENERSUL

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
PORTO MURTINHO	9.617	1,09	2,55
POTINHA DO COXO	157	0,02	0,13
SANTA TEREZA	21	0,00	0,02
TOTAL MONITORADO	**9.795**	**1,11**	**2,70**
TOTAL	**9.795**	**1,11**	**9,65**
% MONITORADO	**100%**		**27,9%**

7.65 QUADRO LXV – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DOS SISTEMAS DA ENERSUL

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- PORTO MURTINHO	3 x 1.500	3	4.500	3.750
2- PONTINHA DO COXO	2 x 150	2	300	288
3- SANTA TEREZA	2 x 160	2	320	320
TOTAL ANTES DAS INTERLIGAÇÕES COM O S. INT. S/SE/CO		**7**	**5.120**	**4.358**
TOTAL APÓS AS INTERLIGAÇÕES COM O S. INT. S/SE/CO		3	4.500	3.750

Nota: 1) As localidades de Pontinha do Coxo e Santa Tereza passarão a ser atendidas pelo Sistema Interligado S/SE/CO a partir de Agosto de 2000.

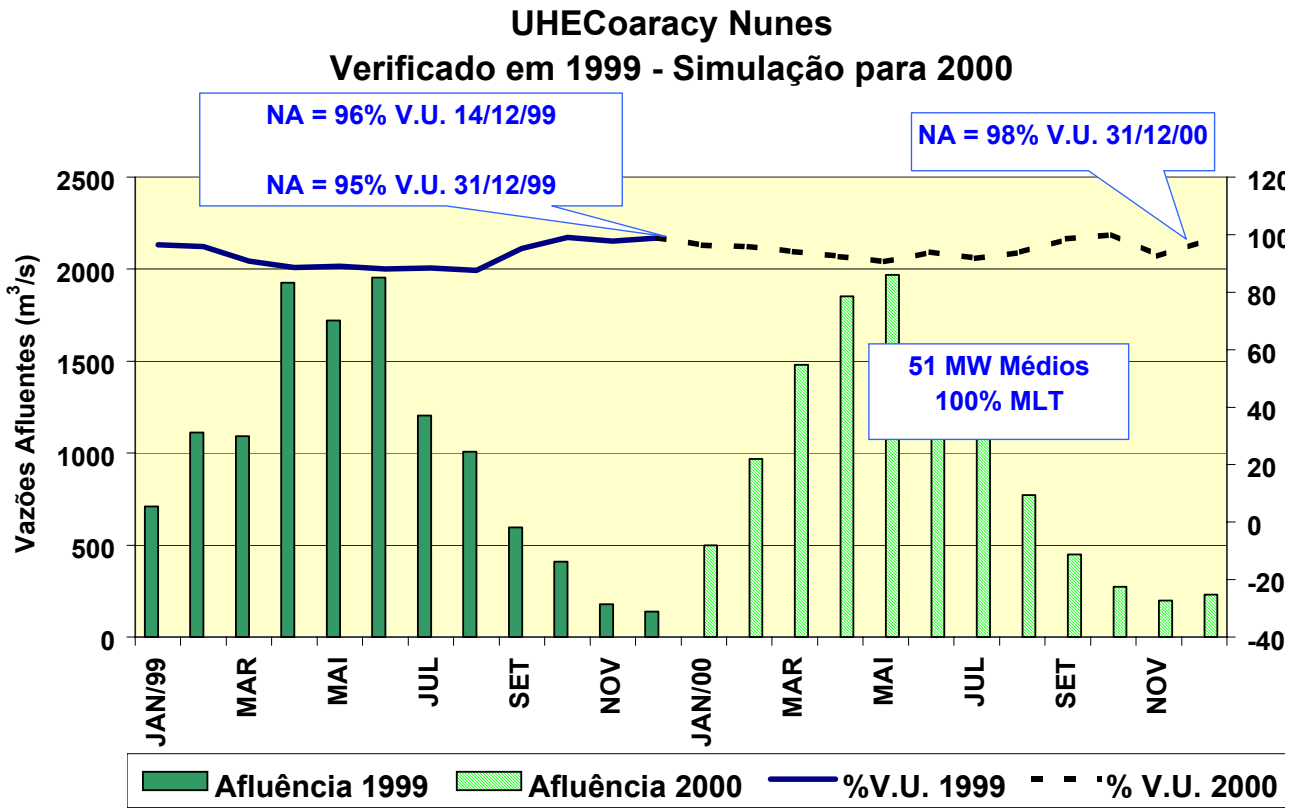
7.66 QUADRO LXVI – CARGA PRÓPRIA DO SISTEMA DE FERNANDO DE NORONHA DA CELPE

LOCALIDADE	ENERGIA ANUAL		DEMANDA MÁXIMA ANUAL
	(MWh)	(MW médios)	(MWh / h)
FERNANDO DE NORONHA	3.094	0,35	0,62
TOTAL MONITORADO	**3.094**	**0,35**	0,62
TOTAL	**3.094**	**0,35**	0,62
% MONITORADO	**100%**		**100%**

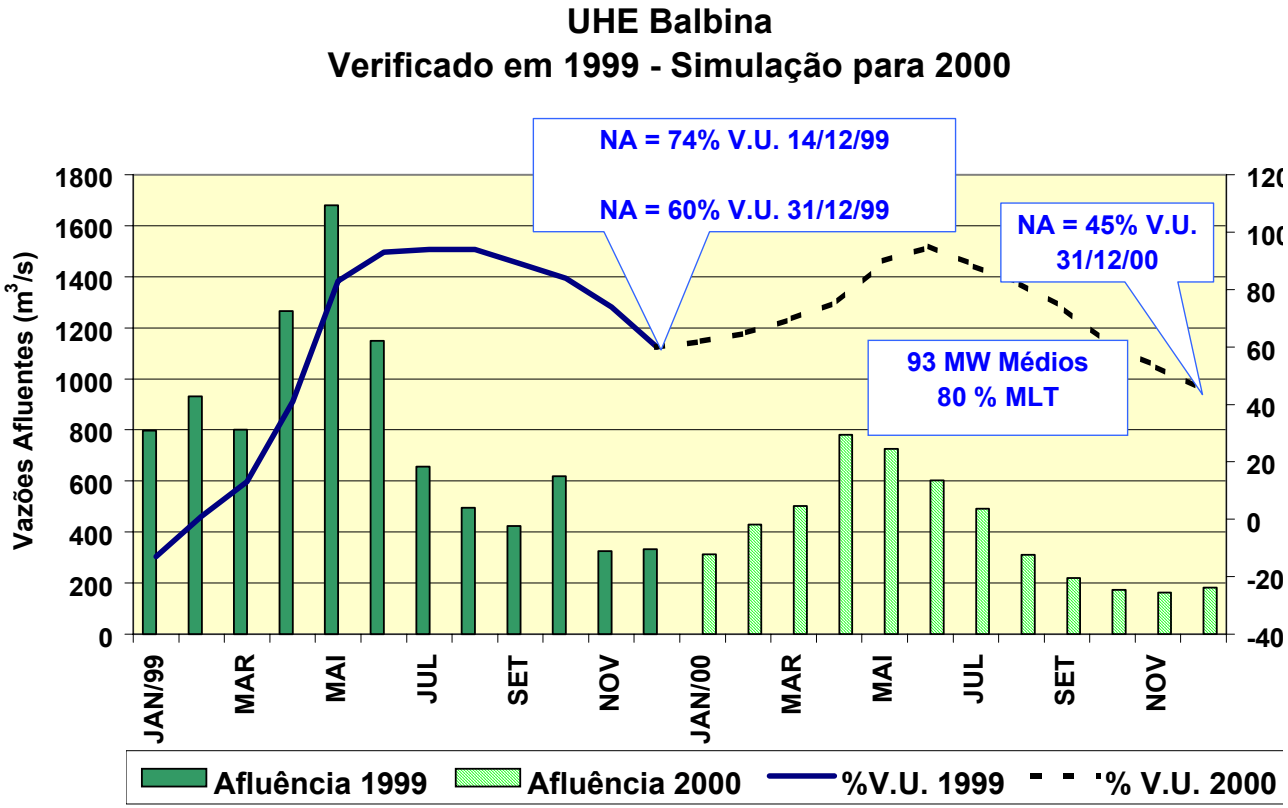
7.67 QUADRO LXVII – CONFIGURAÇÃO DO PARQUE GERADOR DE F. DE NORONHA DA CELPE

SISTEMA	CONFIGURAÇÃO	NÚMERO DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL TOTAL (kW)	POTÊNCIA EFETIVA TOTAL (kW)
1- FERNANDO DE NORONHA	3 x 352 + 3 x 360	6	2.136	1.710
TOTAL		**6**	**2.136**	**1.710**

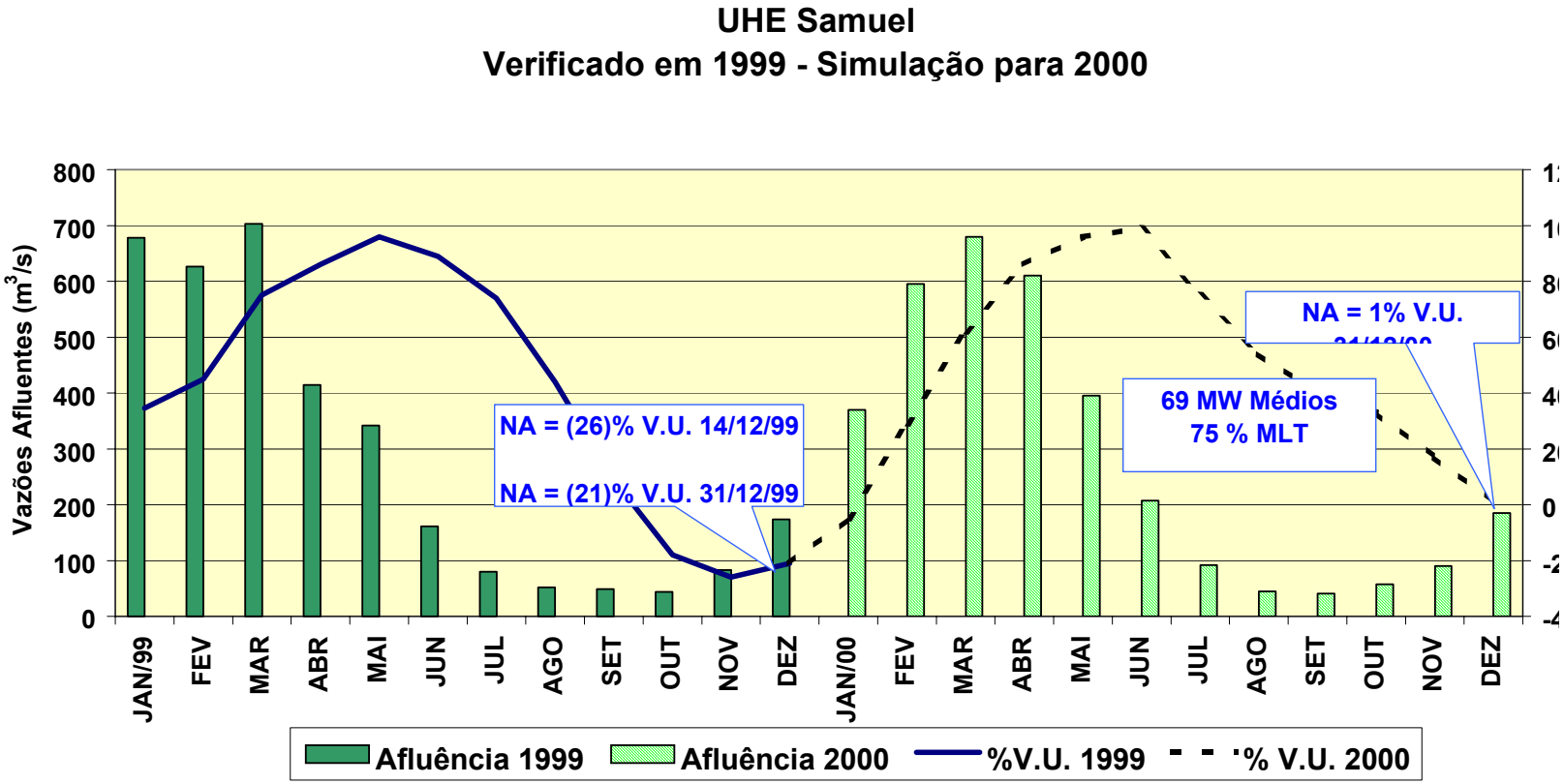
7.68 GRÁFICO I – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE COARACY NUNES



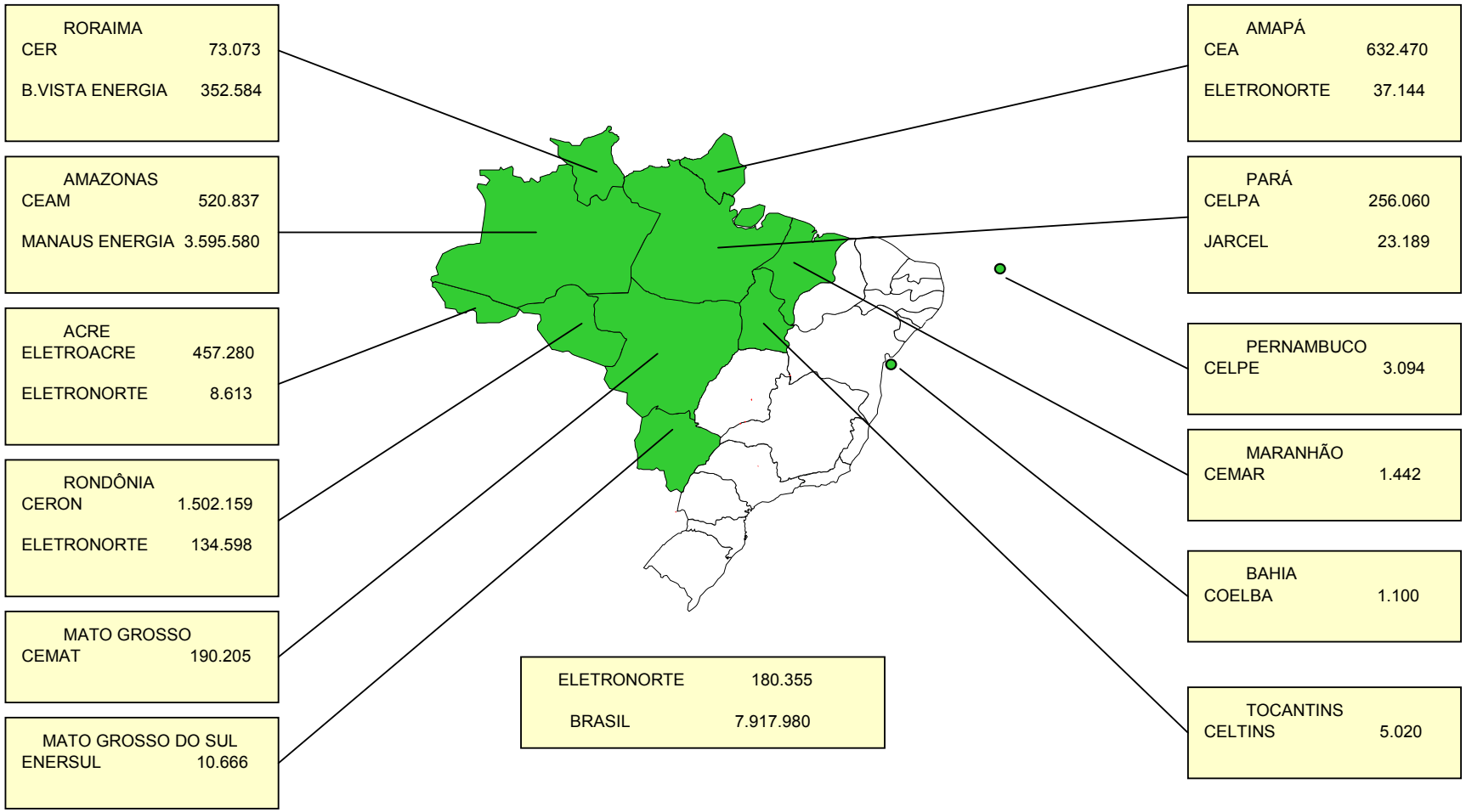
7.69 GRÁFICO II – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE BALBINA



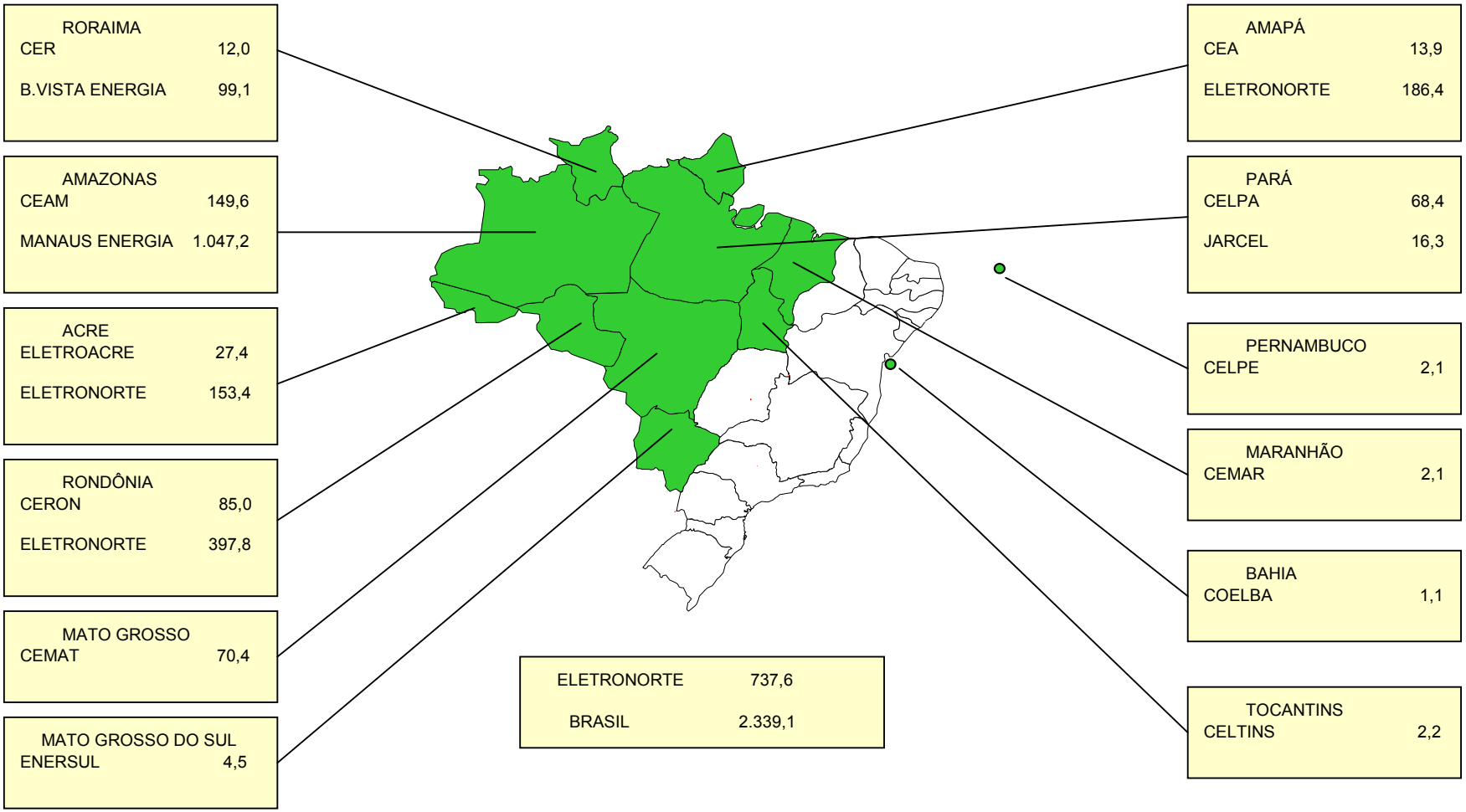
7.70 GRÁFICO III – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO DA UHE SAMUEL



7.71 FIGURA I – PREVISÕES DE CARGA PRÓPRIA (MWH)



7.72 FIGURA II – POTÊNCIA NOMINAL INSTALADA (MW)



7.73 FIGURA III – PREVISÃO DE GERAÇÃO TÉRMICA (MWH)

RORAIMA
CER 39.342
B.VISTA ENERGIA 366.094

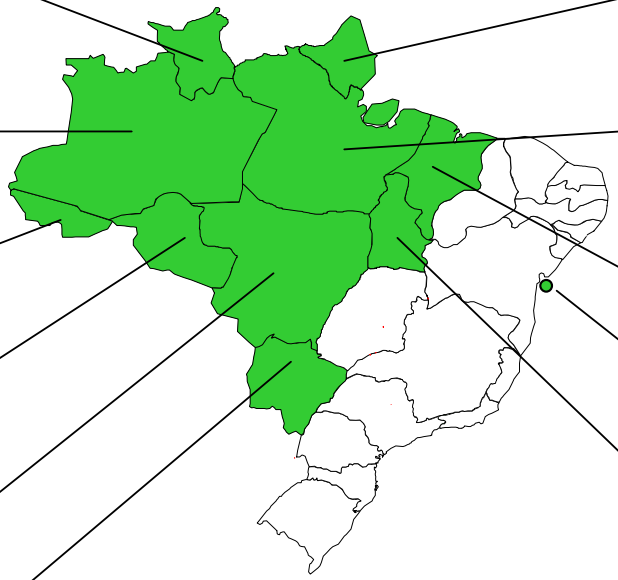
AMAZONAS
CEAM 502.181
MANAUS ENERGIA 2.793.162
(947.900 + 1.845.262)

ACRE
ELETROACRE 90.180
ELETRONORTE 378.260

RONDÔNIA
CERON 202.594
ELETRONORTE 764.643

MATO GROSSO
CEMAT 180.600

MATO GROSSO DO SUL
ENERSUL 9.586



AMAPÁ
CEA 51.312
ELETRONORTE 210.465

PARÁ
CELPA 213.693
JARCEL 23.127
(16.201 + 6.926)

PERNAMBUCO
CELPE 3.079

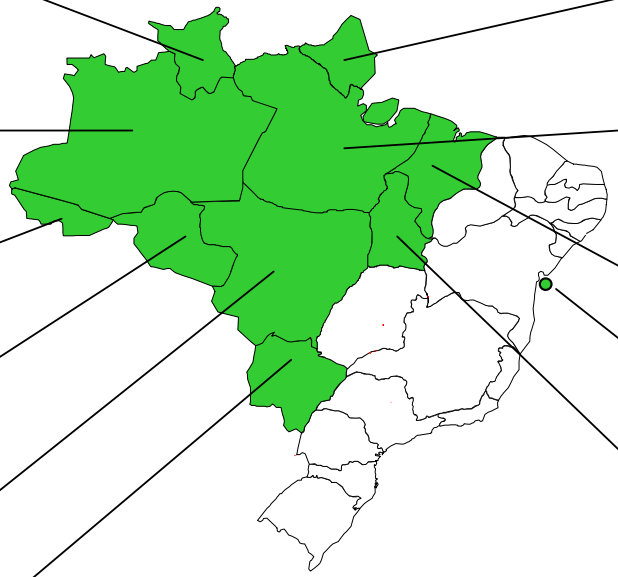
MARANHÃO
CEMAR 1.433

BAHIA
COELBA 1.097

TOCANTINS
CELTINS 5.013

	DIESEL	COMBUSTÍVEL	TOTAL
ELETRONORTE	1.353.368	-	1.353.368
BRASIL	3.983.673	1.852.188	5.835.861

7.74 FIGURA IV – PREVISÃO DE CONSUMO DE ÓLEO (1000 LITROS DE DIESEL / TONELADAS DE COMBUSTÍVEL)



RORAIMA
CER 11.803
B.VISTA ENERGIA 126.240

AMAZONAS
CEAM 150.654
MANAUS ENERGIA 340.816
553.576

ACRE
ELETROACRE 27.054
ELETRONORTE 127.890

RONDÔNIA
CERON 60.778
ELETRONORTE 209.231

MATO GROSSO
CEMAT 54.180

MATO GROSSO DO SUL
ENERSUL 2.876

AMAPÁ
CEA 17.069
ELETRONORTE 79.976

PARÁ
CELPA 64.066
JARCEL 4.860
2.078

PERNAMBUCO
CELPE 1.093

MARANHÃO
CEMAR 430

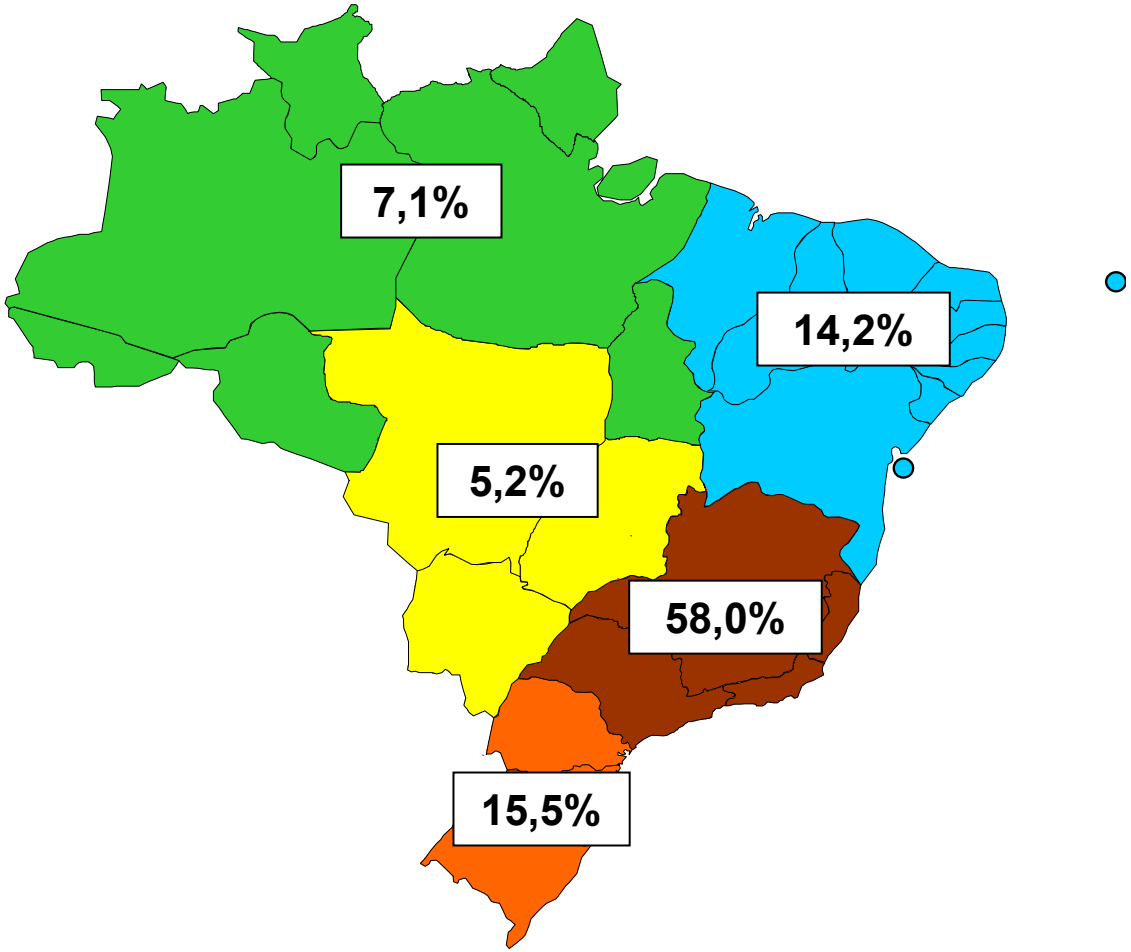
BAHIA
COELBA 329

TOCANTINS
CELTINS 1.504

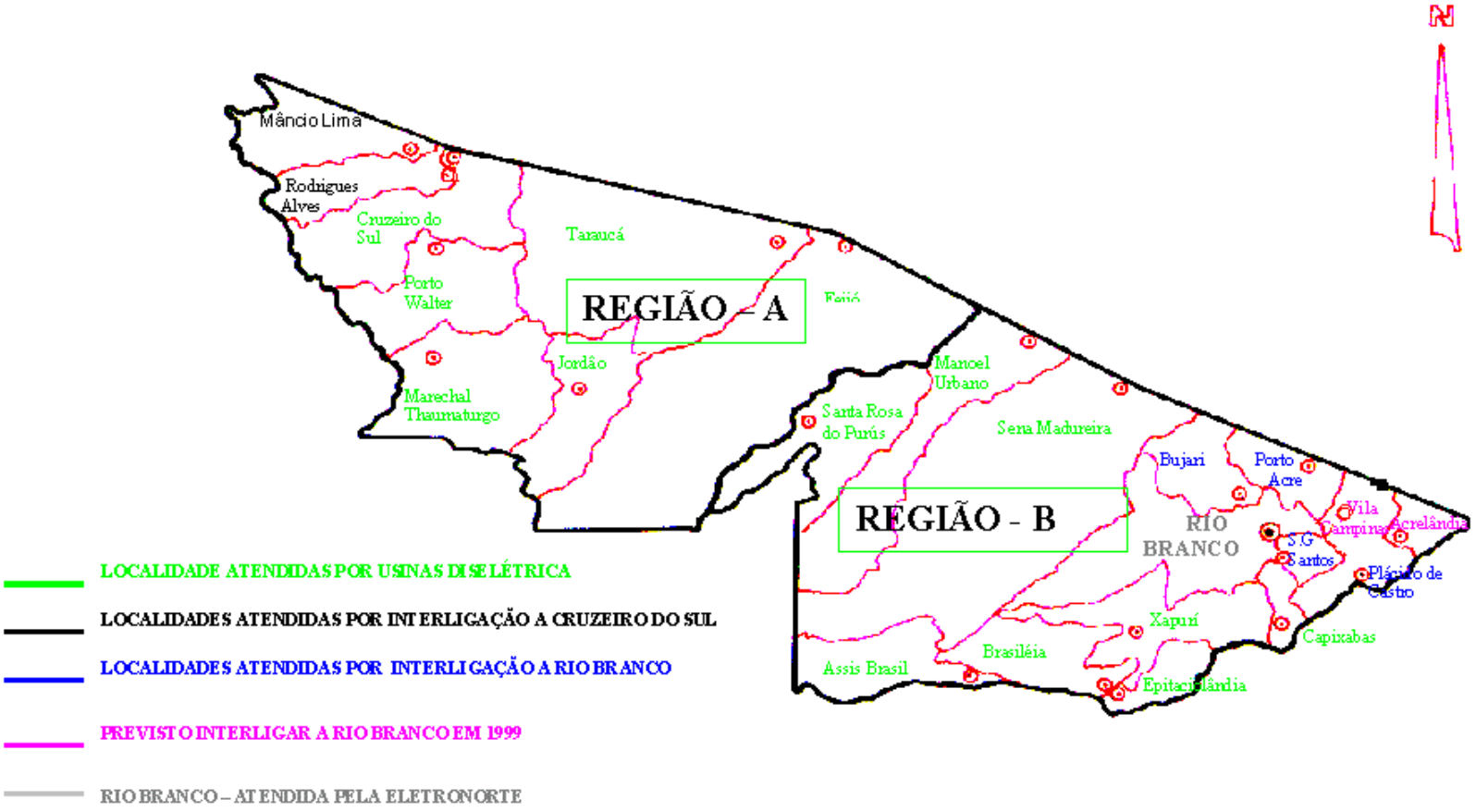
	DIESEL	COMBUSTÍVEL
ELETRONORTE	417.098	-
BRASIL	1.280.850	555.654

+

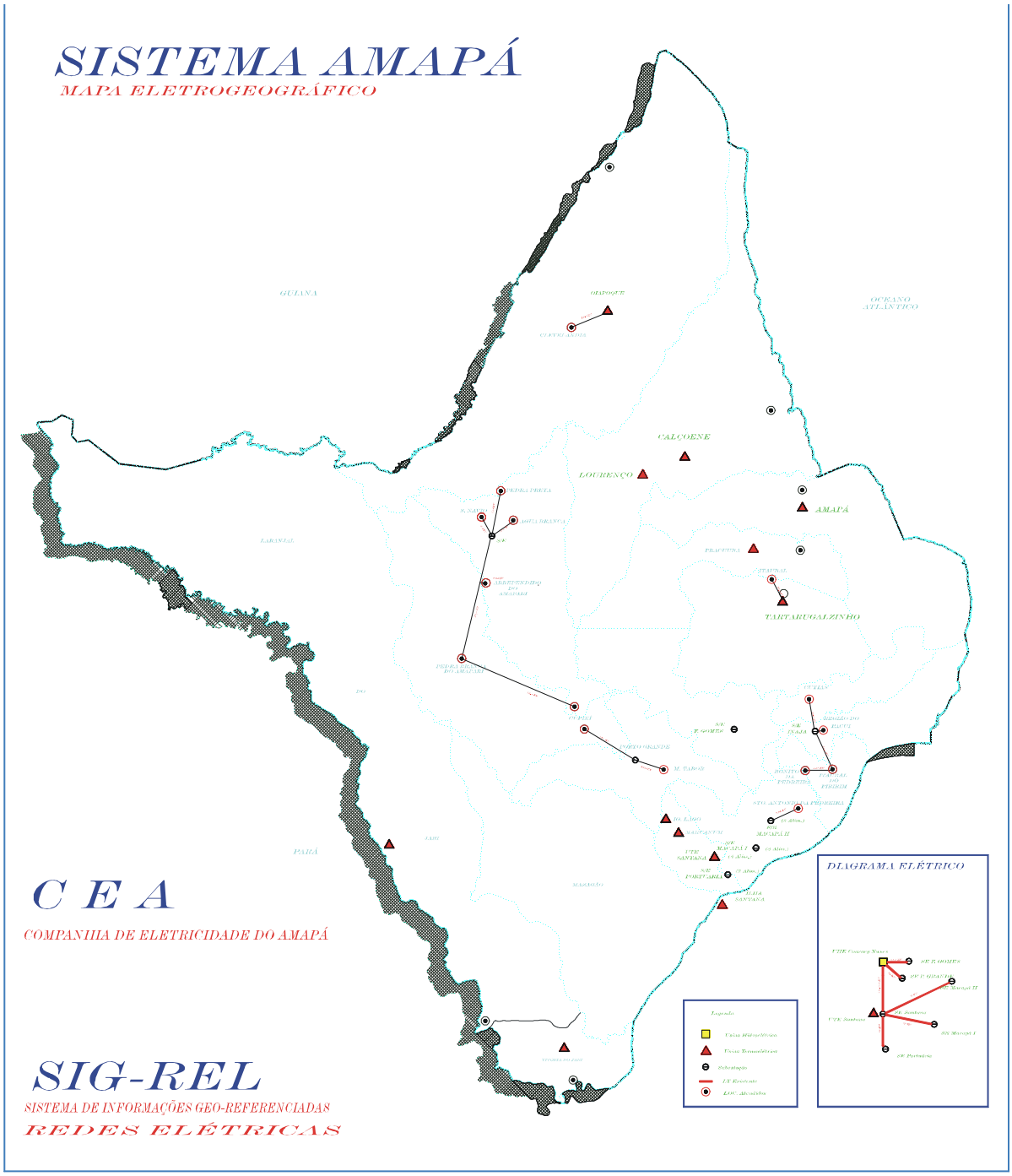
7.75 FIGURA V – PARTICIPAÇÃO DE CADA REGIÃO NO RATEIO DA CCC-ISOL DE 2000



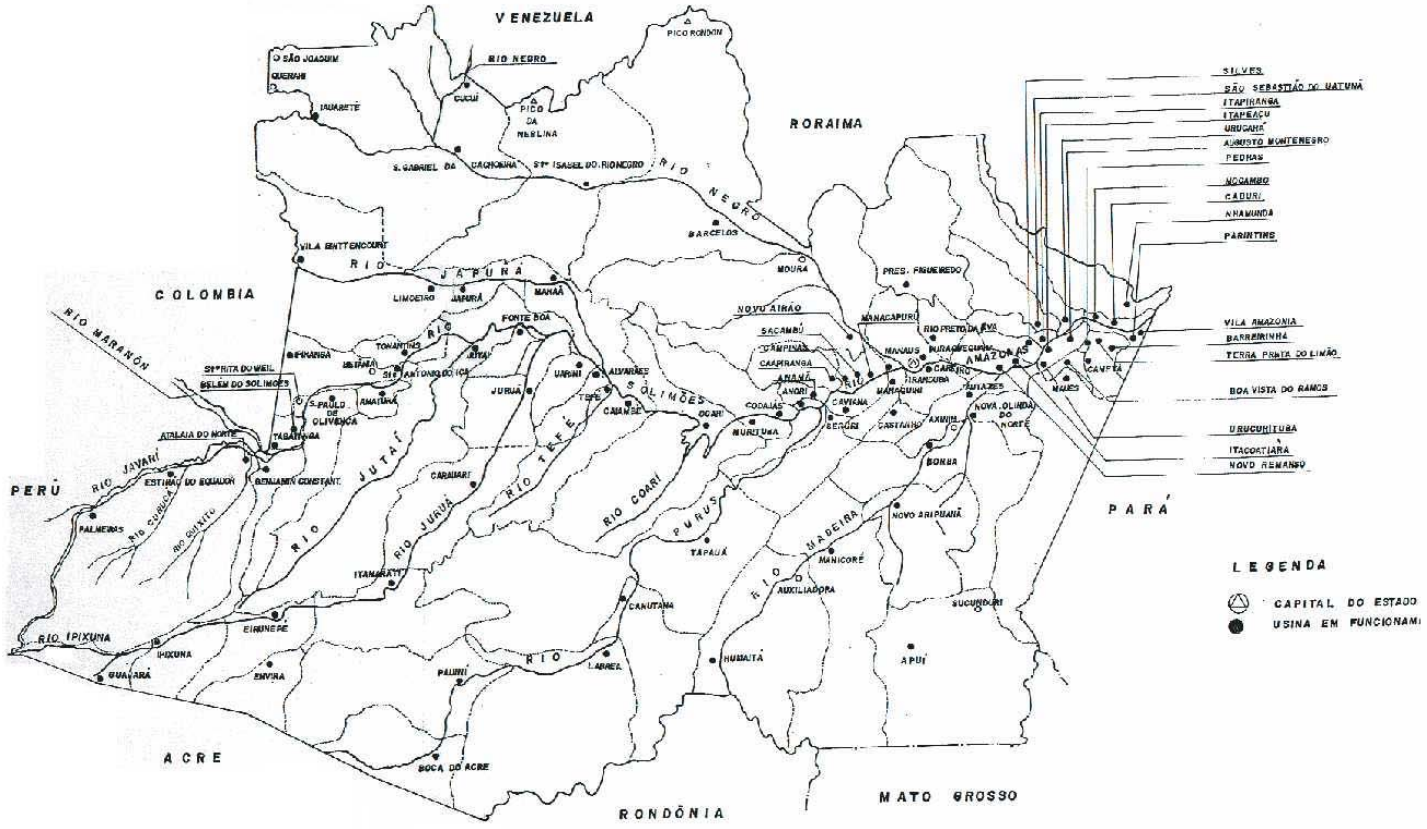
7.76 FIGURA VI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO ACRE



7.77 FIGURA VII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAPÁ

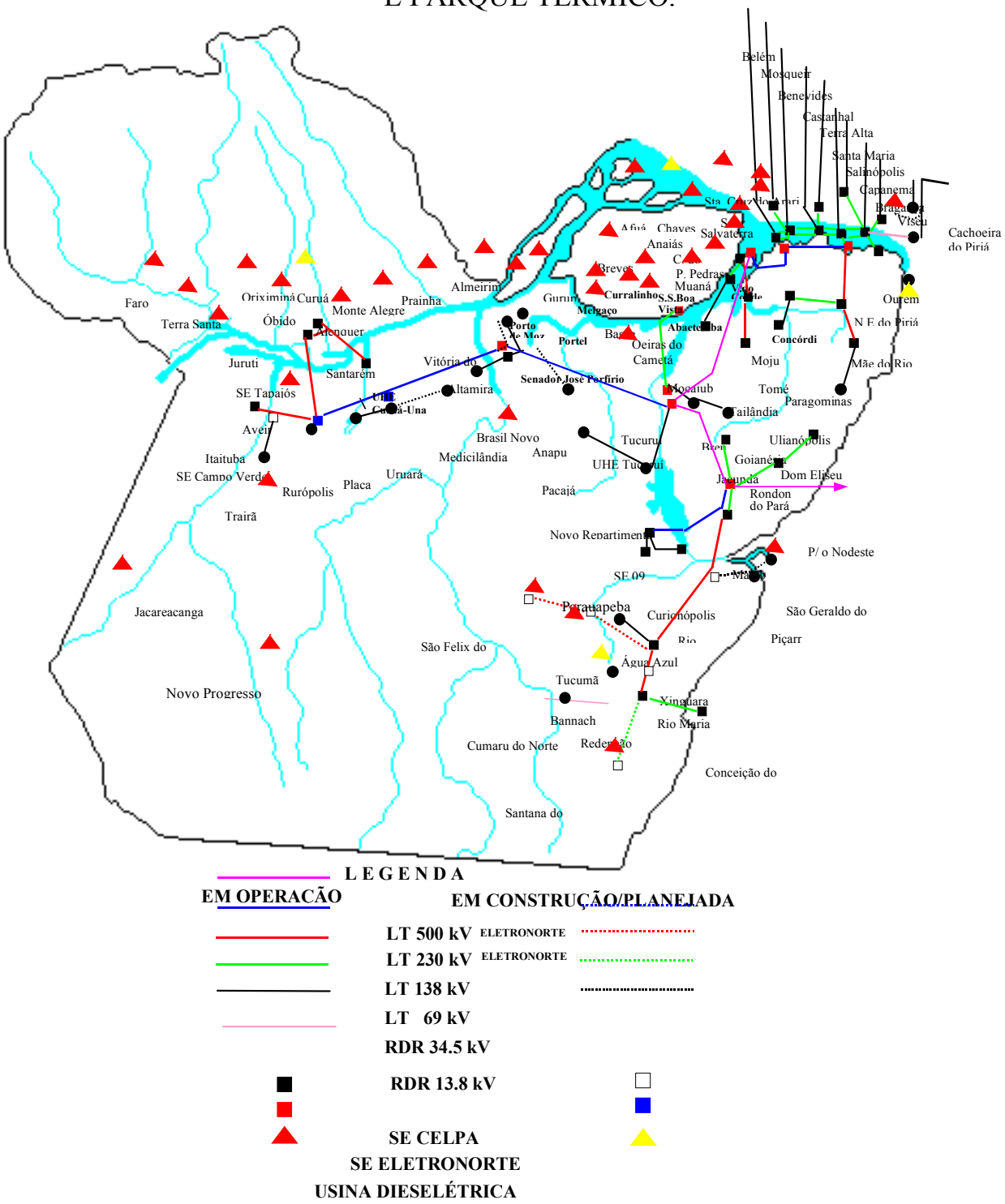


7.78 FIGURA VIII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO AMAZONAS

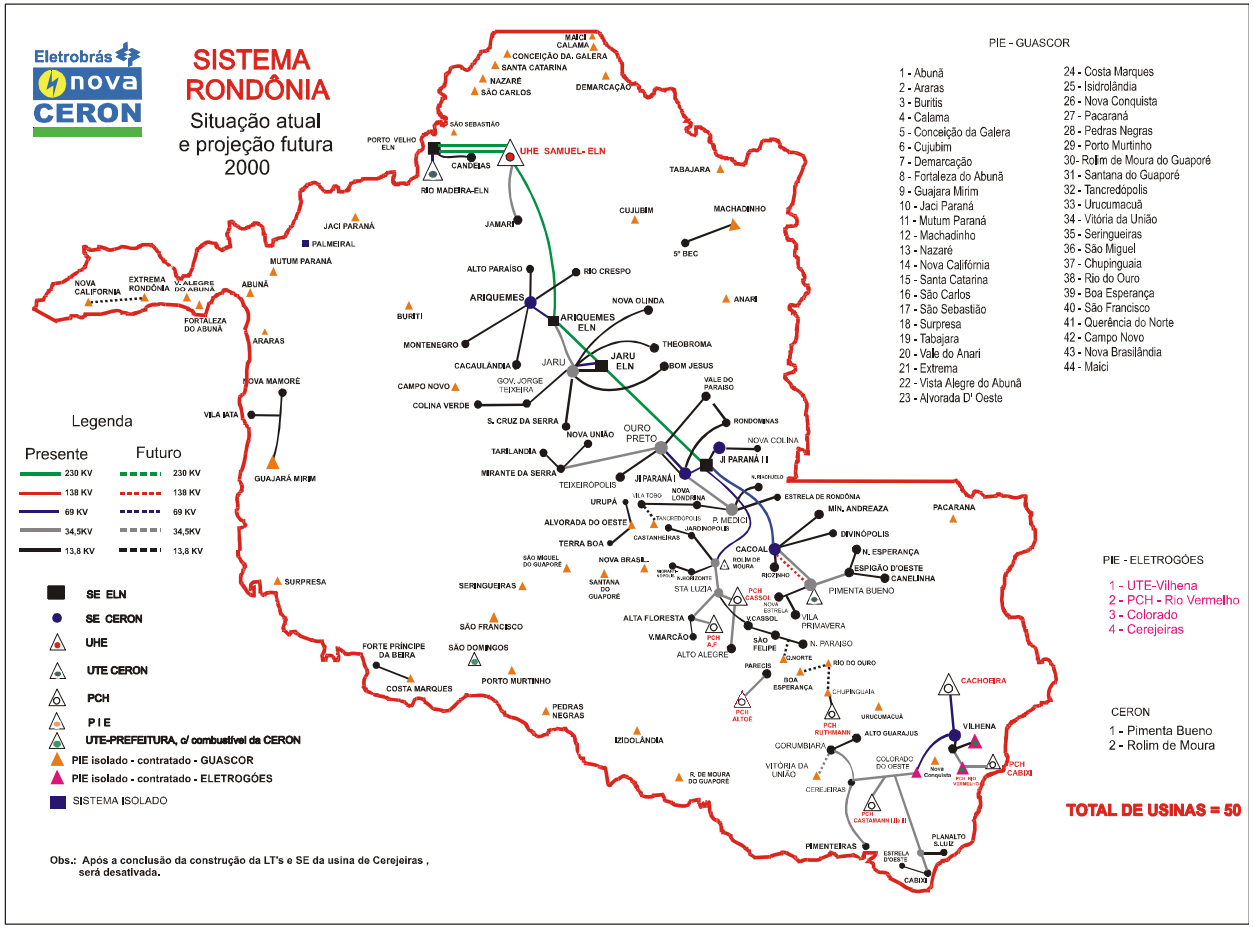


7.79 FIGURA IX – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DO PARÁ

SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO EM 34.5 kV
E PARQUE TÉRMICO.

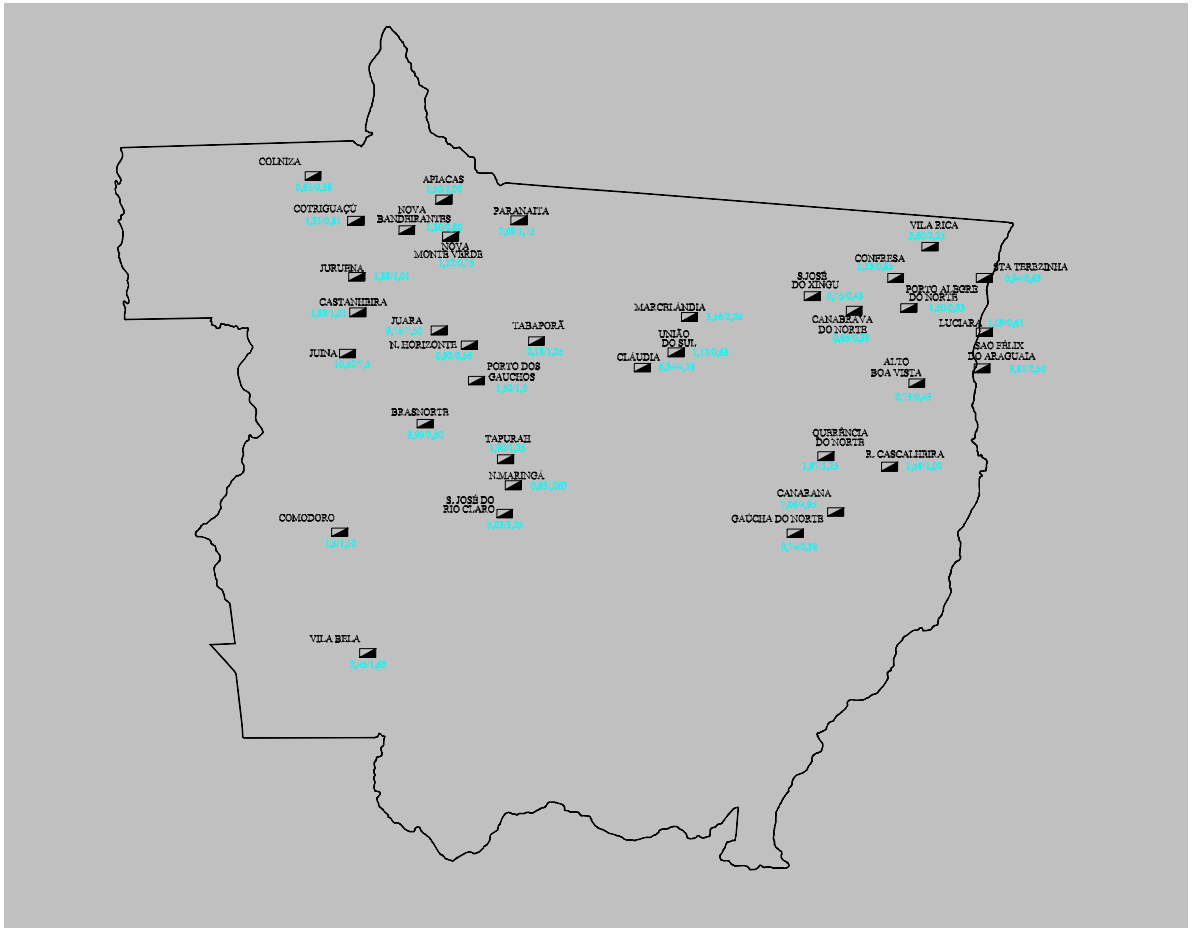


7.80 FIGURA X – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RONDÔNIA



fonte: CERON - TGSE - JAN/2000
ARQUIVO: CORELDRAW \ MEUS DOCUMENTOS \ MAPA CERON

7.81 FIGURA XI – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE RORAIMA

DMU / Engº Cesar Almeida
Téc. Júnior

7.82 FIGURA XII – SISTEMAS ISOLADOS DO ESTADO DE MATO GROSSO